

ТЕМА НОМЕРА > с. 12

ДОБЫЧА РАСТЕТ

На вопросы журнала отвечает
заместитель Председателя Правления
ПАО «Газпром» Виталий Маркелов

ПАРТНЕРСТВО > с. 28

РАЗВИВАЕМ СОТРУДНИЧЕСТВО

На вопросы журнала отвечает
член правления Wintershall
Тило Виланд

НАШИ ЛЮДИ > с. 50

ТЫ IRONMAN - И ТЫ СЧАСТЛИВ!

На вопросы журнала отвечают
работники Филиала ПАО «ОГК-2»
Александр Коноплев и Олег Марков

ГАЗПРОМ

| КОРПОРАТИВНЫЙ ЖУРНАЛ ПАО «ГАЗПРОМ» | WWW.GAZPROM.RU | №4 2017 |

ТЕМА НОМЕРА

РАСШИРЕННОЕ ВОСПРОИЗВОДСТВО

«Газпром» реализует третий этап
программы развития МСБ > с. 6



ГАЗПРОМ

КОРПОРАТИВНЫЙ ЖУРНАЛ ПАО «ГАЗПРОМ»

№ 4 2017

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



КОМПЛЕКС ЗАСЕЛЕН

Сотрудникам группы «Газпром»
СПЕЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ НА ПОКУПКУ КВАРТИР

ПАРКОВКА



Подземная парковка
в каждом доме

ИНФРАСТРУКТУРА



Детский сад, минимаркет, SPA
салон красоты, фитнес-клуб

РАСПОЛОЖЕНИЕ



Вид на море, 600 м до пляжа

ОТОПЛЕНИЕ



Газовый котел в каждой квартире

ЖК «ЧЕРНОМОРСКИЙ»
г. Геленджик

861

210 27 12

DOM-GEL.RU

Главный редактор
Сергей Правосудов
Редактор
Денис Кириллов
Ответственный секретарь
Нина Михайлова
Фоторедактор
Татьяна Ануфриева
Обозреватели
Владислав Корнейчук
Александр Фролов

Фото на обложке 123rf.com/Alexey Zaytsev

Перепечатка материалов допускается
только по согласованию с редакцией

Журнал зарегистрирован в Министерстве
РФ по делам печати, телерадиовещания
и средств массовой информации.
Свидетельство о регистрации
ПИ N77-17235 от 14 января 2004 г.

Отпечатано ООО «Типография Сити Принт»

Учредитель ПАО «Газпром»

Адрес редакции:
117997, г. Москва, ул. Наметкина,
д. 16, корп. 6, комн. 216
Телефоны: +7 (495) 719 1081, 719 1040
Факс: +7 (495) 719 1081
E-mail: magazine@gazprom.ru

Тираж 10 150 экз.
Распространяется бесплатно

| ОТ РЕДАКЦИИ |



ВОСТОЧНАЯ ПРОГРАММА



Делегация ПАО «Газпром»
во главе с заместителем Пред-
седателя Правления Валерием
Голубевым совершила рабо-
чую поездку в регионы Сибири

и Дальнего Востока. В Кемерово состоялась рабочая встреча с Губернатором Кемеровской области Аманом Тулеевым. Стороны обсудили ход реализации соглашения о сотрудничестве. В частности, речь шла о совместной работе по развитию газификации Кемеровской области. Отмечено, что в 2006–2016 годы «Газпром» направил на эти цели около 336 млн рублей. Построены четыре межпоселковых газопровода. В свою очередь, администрация области обеспечила подготовку потребителей к приему газа. В 2017 году на развитие газификации региона «Газпром» планирует направить 80 млн рублей.

На встрече были рассмотрены также перспективы развития рынка газомоторного топлива в Кемеровской области. В регионе работают семь автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС), шесть из которых принадлежат «Газпрому», в том числе станция, построенная в прошлом году в Новокузнецке. К концу 2017 года компания планирует завершить строительство еще одной АГНКС в этом городе.

Вместе с тем инвестиционная активность «Газпрома» в Кемеровской области напрямую зависит от расчетов за поставленный компанией газ. На 1 марта 2017 года просроченная задолженность потребителей региона достигла 2,79 млрд рублей.

В Южно-Сахалинске Валерий Голубев провел расширенное заседание Комиссии по региональной политике «Газпрома» с участием Губернатора Сахалинской области Олега Кожемяко. На заседании были рассмотрены вопросы газификации региона. В 2008–2016 годы «Газпром» инвестировал в газификацию Сахалинской области около 4,3 млрд рублей. На эти средства, в частности, построены семь газопроводов.

В 2016 году утверждена Программа развития газоснабжения и газификации региона на период 2016–2020 годов. Документ предусматривает строительство 34 газопроводов общей протяженностью порядка 270 км. Они позволят газифицировать 42 населенных пункта Сахалинской области, в том числе более 10 тыс. квартир и домовладений, перевести на газ 146 котельных. В 2017 году «Газпром» планирует направить на газификацию региона 200 млн рублей.

По итогам заседания был принят ряд решений, направленных на дальнейшее развитие газификации региона, в том числе по газификации территории опережающего развития «Горный воздух» к 1 декабря 2018 года.

Еще одно расширенное заседание Комиссии по региональной политике «Газпрома» Валерий Голубев провел в Петропавловске-Камчатском. В работе комиссии принял участие Министр жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Камчатского края Владимир Тихонович. Участники заседания обсудили ход совместной работы по газификации региона. Отмечено, что в 2008–2016 годы «Газпром» направил на эти цели около 6,6 млрд рублей, построено семь газопроводов.

В 2017 году «Газпром» планирует инвестировать в развитие газификации края 50 млн рублей. Средства предназначены для начала строительства газопровода-отвода и газораспределительной станции «Раздольный» в Елизовском районе для газификации территории опережающего развития «Зеленовские озерки». По итогам заседания комиссии Правительству Камчатского края рекомендовано определить приоритеты газификации с учетом ресурсной базы региона. На основании этого будет скорректирован проект Программы развития газоснабжения и газификации края на период до 2021 года.

ФОТО: ПАО «Газпром»

СОДЕРЖАНИЕ

12 **ТЕМА НОМЕРА**
Добыча растёт
На вопросы журнала
отвечает заместитель
Председателя
Правления
ПАО «Газпром»
Виталий Маркелов



1 **ОТ РЕДАКЦИИ**
Восточная программа

4 **КОРОТКО**
Экономия составила 15,2 млн т у.т.
Северный широтный ход
Задолженность за газ
Астраханская область
Республика Коми
Спорткомплекс в Санкт-Петербурге

6 **ТЕМА НОМЕРА**
Расширенное воспроизводство

32 **ПАРТНЕРСТВО**
Импортоопережение

39 **СЛОВО СПЕЦИАЛИСТУ**
СПГ в АТР
Европейская энергогенерация

48 **СТРАТЕГИЯ**
Угольный декаданс

20 **ПАРТНЕРСТВО**
Развиваем сотрудничество
На вопросы журнала отвечает
член правления Wintershall
Тило Виланд

24 **ПАРТНЕРСТВО**
**Ждем шельф
и Восточную Сибирь**
На вопросы журнала
отвечает генеральный
директор ООО «Уралмаш
НГО Холдинг»
Юрий Карпов



36 **НЕФТЯНОЕ КРЫЛО**
Войти в десятку
«Газпром нефть»
наращивает добычу

50 **НАШИ ЛЮДИ**
Ты ironman – и ты счастлив!
Начальник участка грузоподъемных механизмов
Александр Коноплев и машинист энергоблока
Олег Марков Филиала ПАО «ОГК-2» – Киришская
ГРЭС стали «железными людьми»



52 **КУЛЬТУРА**
**Список инженеров
человеческих душ**
На вопросы журнала отвечает
председатель совета экспертов
Национальной литературной
премии «Большая книга»,
прозаик, критик Михаил Бутов

ЭКОНОМИЯ СОСТАВИЛА 15,2 МЛН Т У.Т.

Совет директоров ПАО «Газпром» рассмотрел информацию о проводимых мероприятиях по энергоэффективности и сокращению выбросов парниковых газов. Отмечено, что компания ведет системную работу, направленную на повышение энергоэффективности производственных процессов.

В 2011–2016 годах в результате реализации программ энергосбережения и повышения энергоэффективности было сэкономлено 15,2 млн т у.т. топливно-энергетических ресурсов, в том числе 12,8 млрд куб. м природного газа, 1,5 млрд кВт·ч электроэнергии и 1,3 млн Гкал тепловой энергии. Фактическая экономия превысила запланированный показатель на 3%.

Достижение высокого результата стало возможно прежде всего за счет использования современных газоперекачивающих агрегатов, оптимизации режимов работы газотранспортной системы, мероприятий по сокращению потерь газа при проведении реконструкции и ремонтных работ на газотранспортных объектах.

В настоящее время «Газпром» реализует программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности на 2017–2019 годы, благодаря чему планируется сэкономить около 6 млн т у.т. энергоресурсов.

СЕВЕРНЫЙ ШИРОТНЫЙ ХОД

В центральном офисе ПАО «Газпром» Председатель Правления Алексей Миллер и президент ОАО «РЖД» Олег Белозеров подписали Соглашение о совместной реализации проекта создания железнодорожного Северного широтного хода (СШХ).

Проект предполагает организацию прямого сообщения между Северной и Свердловской железными дорогами по маршруту Обская – Салехард – Надым – Пангоды – Новый Уренгой – Кортчаево в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО). Протяженность СШХ составит 707 км, пропускная способность – около 24 млн т грузов в год.

ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ЗА ГАЗ



Совет директоров рассмотрел информацию о поставках газа на внутренний рынок. В 2016 году, как и в предыдущие годы, «Газпром» полностью выполнил обязательства по обеспечению надежного газоснабжения отечественных потребителей. Вместе с тем актуальной проблемой остается высокий уровень просроченной задолженности российских потребителей за поставленный газ. В 2016 году она выросла примерно на 6% и на 1 января 2017 года составила 161 млрд рублей. Более 83% задолженности сформировано теплоснабжающими организациями, населением и предприятиями электроэнергетики.

«Газпром» реализует комплекс мер, направленных на повышение платежной дисциплины. В 2016 году результатом этой работы стало существенное сокращение темпов прироста просроченной задолженности по сравнению с 2015 годом, когда этот показатель составлял порядка 19%.

Общий объем возмещения, полученного «Газпромом» в прошлом году в результате совместной работы с судебными, правоохранительными и исполнительными органами власти, составил 146,3 млрд рублей.

При определении объема инвестиций в газификацию регионов «Газпром» учитывает уровень платежной дисциплины и исполнение администрациями субъектов РФ обязательств по подготовке потребителей к приему газа.

Проект имеет государственное значение: его реализация будет способствовать ускорению экономического и социального развития российской Арктики. В ЯНАО расположены ключевые месторождения «Газпрома», которые в долгосрочной перспективе будут обеспечивать основной объем российской добычи природного газа.

В соответствии с подписанным документом для реализации проекта «Газпром» планирует создать специальное дочернее общество, которое обеспечит реконструкцию и усиление до требуемых технических параметров железнодорожного участка Надым–Пангоды протяженностью 112 км.

АСТРАХАНСКАЯ ОБЛАСТЬ



Состоялась рабочая встреча Председателя Правления ПАО «Газпром» Алексея Миллера и губернатора Астраханской области Александра Жилкина. Стороны обсудили ход реализации Соглашения о сотрудничестве. В частности, речь шла о газификации региона. В 2004–2016 годах «Газпром» направил на эти цели около 5 млрд рублей. Построены 33 газопровода общей протяженностью 511 км. В результате к началу 2017 года уровень газификации области вырос до 90,6% (в среднем по России – 67,2%).

В 2017 году компания инвестирует 1,2 млрд рублей для развития газификации региона.

В 2011–2016 годах капитальные вложения компании (с учетом дочерних обществ) на территории региона составили около 104 млрд рублей. Средства были направлены в том числе на модернизацию и реконструкцию Астраханского газового комплекса, подключение дополнительных скважин. В 2017 году инвестиции «Газпрома» на территории региона запланированы в объеме 8,4 млрд рублей.

Алексей Миллер и Александр Жилкин обсудили необходимость укрепления платежной дисциплины потребителей региона. По состоянию на 1 марта 2017 года общий объем просроченной задолженности за поставленный газ превысил 2,7 млрд рублей.



ФОТО - ПАО «Газпром», freemages.com

РЕСПУБЛИКА КОМИ

Состоялась рабочая встреча Председателя Правления ПАО «Газпром» Алексея Миллера и главы Республики Коми Сергея Гапликова. В 2011–2016 годах инвестиции «Газпрома» на территории республики превысили 714,4 млрд рублей. В частности, средства были направлены на строительство участков магистральных газопроводов Бованенково–Ухта, Бованенково–Ухта – 2, Ухта–Торжок, СРТО–Торжок.

В настоящее время «Газпром» продолжает сооружение участка магистрального газопровода Ухта–Торжок – 2, а также рассматривает возможности для дальнейшей реконструкции объектов газоснабжения Сыктывкарского промышленного узла.

На встрече были рассмотрены вопросы газификации Республики Коми. Отмечено, что в 2005–2016 годах «Газпром» направил на эти цели более 6 млрд рублей. В этом году компания планирует начать строительство восьми межпоселковых газопроводов и двух газопроводов-отводов. В планах также проектирование еще 14 газопроводов. Часть этих объектов предназначена для перевода на газ Воркутинской центральной водогрейной котельной и ТЭЦ-2 в рамках поручения Президента РФ Владимира Путина по обеспечению устойчивого тепло- и энергоснабжения г. Воркуты.



СПОРТКОМПЛЕКС В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ

В городе на Неве состоялись торжественные мероприятия, посвященные завершению строительства «Газпромом» спортивного комплекса с двумя ледовыми аренами в Невском районе города. В мероприятиях приняли участие Председатель Правления ПАО «Газпром»



Алексей Миллер, губернатор Санкт-Петербурга Георгий Полтавченко; члены Правления, начальники департаментов «Газпрома» – Елена Михайлова и генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз» Кирилл Селезнев; заслуженный тренер СССР и России по фигурному катанию Тамара Москвина, заслуженный мастер спорта России, олимпийский чемпион Антон Сихарулидзе.

Спортивный комплекс на улице Бабушкина в Невском районе включает две ледовые арены площадью 1830 м каждая, а также хореографический, акробатический и тренажерный залы. Комплекс предназначен для проведения круглогодичных учебно-тренировочных занятий по хоккею с шайбой (в том числе для людей с ограниченными возможностями) и фигурному катанию. Здесь будет работать школа фигурного катания под патронажем Тамары Москвиной.

«Уверен, эти ледовые арены станут центром притяжения многих детей и подростков, здесь будут воспитаны звезды мировой величины», – сказал Алексей Миллер.

РАСШИРЕННОЕ ВОСПРОИЗВОДСТВО

«Газпром» реализует третий этап программы развития МСБ

Планы развития минерально-сырьевой базы (МСБ), реализуемые ПАО «Газпром» в России и за рубежом, на сегодняшний день не предполагают кардинальных изменений. Внутри страны особое внимание по-прежнему будет уделяться геологоразведке в Якутии и Иркутской области, на полуострове Ямал, а также на шельфе дальневосточных и арктических морей. За ее пределами акцент будет делаться на изучение недр Северного моря, Боливии, Вьетнама и Киргизии. Между тем, конечно, «Газпром» будет искать и новые возможности для расширенного воспроизводства МСБ.

ТЕКСТ > Денис Кириллов

ФОТО > ПАО «Газпром», 123rf.com /Alexey Zaytsev, PVN Petrovietnam

Проходка в разведочном бурении ПАО «Газпром» (без учета «Газпром нефти») на территории России составила в 2016 году свыше 79 тыс. м горных пород, строительством закончено 27 поисково-оценочных и разведочных скважин, выполнено 821 пог. км сейсморазведочных работ 2D и более 20 тыс. кв. км сейсморазведки 3D. Геологоразведка проводилась в европейской части России, Восточной и Западной Сибири, а также на шельфе арктических и дальневосточных морей.

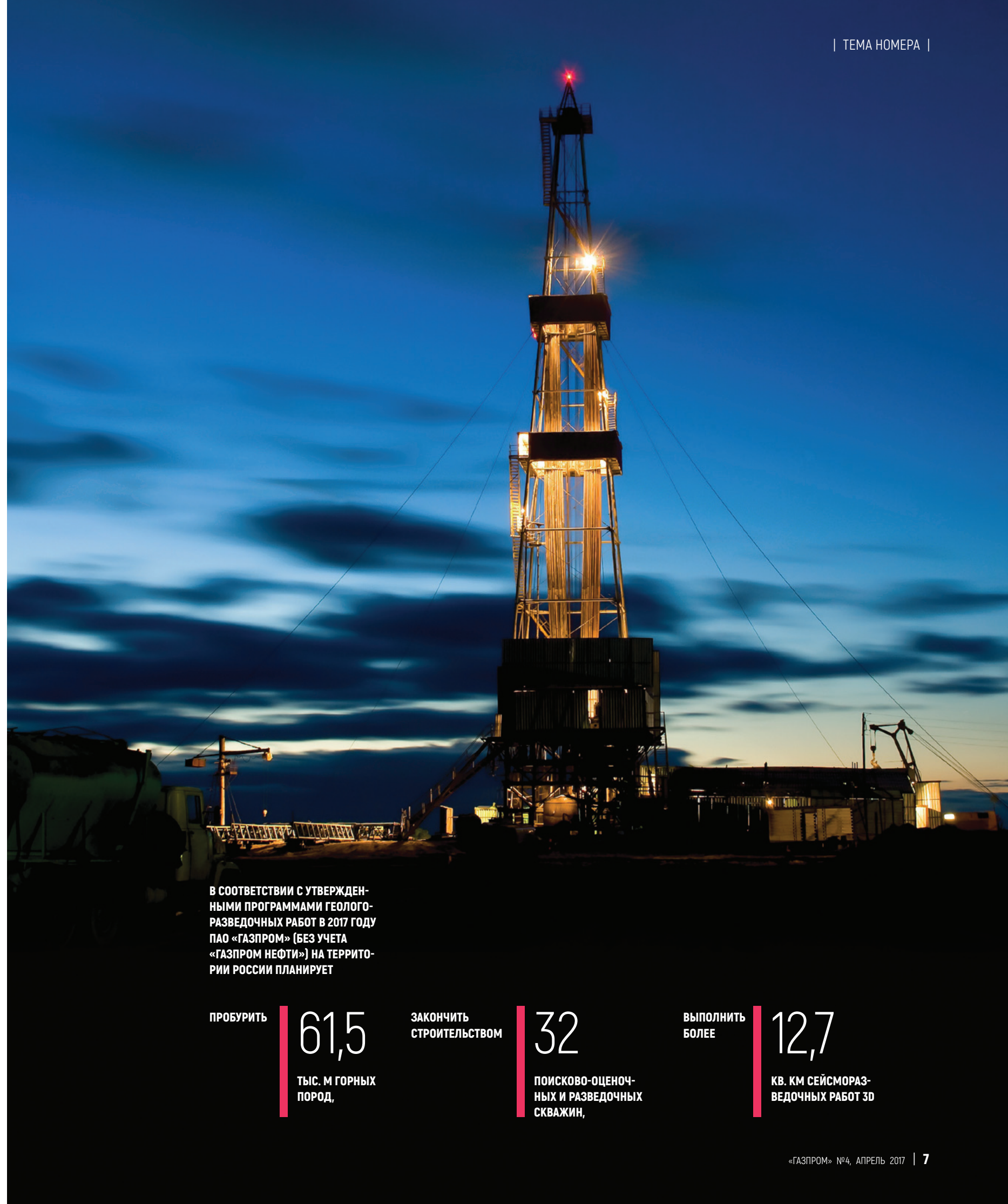
Поиск и разведка в России

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке выполнялись работы по доразведке Чаяндинского, Тас-Юряхского, Верхневилочанского, Соболюх-Неджелинского и Среднетюнгского

месторождений в Якутии, а также Ковыктинского в Иркутской области.

В Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) шла доразведка Тамбейской группы и Круzenshternского месторождения, основных месторождений, находящихся в эксплуатации (Ямбургского, Медвежьего и Уренгойского), а также производились работы по поиску и разведке залежей углеводородов в юрских и ачимовских отложениях, изучению надсеноманских отложений.

На шельфе российских морей выполнены значительные объемы сейсморазведочных работ 3D (13,6 тыс. кв. км) на полученных в 2014–2015 годах лицензионных участках в Баренцевом и Карском морях. В ходе проведения геологоразведочных работ (ГРП) на Кирином



В СООТВЕТСТВИИ С УТВЕРЖДЕННЫМИ ПРОГРАММАМИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В 2017 ГОДУ ПАО «ГАЗПРОМ» (БЕЗ УЧЕТА «ГАЗПРОМ НЕФТИ») НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ ПЛАНИРУЕТ

ПРОБУРИТЬ

61,5

ТЫС. М ГОРНЫХ ПОРОД,

ЗАКОНЧИТЬ СТРОИТЕЛЬСТВОМ

32

ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН,

ВЫПОЛНИТЬ БОЛЕЕ

12,7

КВ. КМ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ 3D



Чаянда

В 2016 году «Газпром» завершил разведку и подготовку к промышленному освоению запасов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), являющегося ключевым для создания Якутского центра газодобычи. ГРП на этом месторождении были начаты в 2008 году. До настоящего времени здесь закончено строительством 50 скважин, пробурено более 96 тыс. м горных пород, выполнено 1,5 тыс. пог. км сейсморазведки 2D и 6,3 тыс. кв. км 3D. На сегодняшний день вся площадь Чаянды покрыта сейсморазведочной съемкой 3D. В 2016 году здесь закончена строительством одна разведочная скважина с горизонтальным окончанием, завершены камеральные сейсморазведочные работы 3D, прирост разведанных запасов – почти 87 млрд куб. м природного газа. Текущие разведанные запасы месторождения по категориям C1+C2 составили порядка 1,4 трлн куб. м природного газа, около 77 млн т извлекаемых нефти и газоконденсата, а также около 8 млрд куб. м гелия. В настоящий момент Чаянда полностью подготовлена к промышленной разработке.

Ковыкта

Ковыктинское газоконденсатное месторождение (ГКМ) является ключевым для создания Иркутского центра газодобычи. ГРП на нем ведутся с 2012 года. К 2017-му на месторождении закончены строительством пять скважин, пробурена 21 тыс. м горных пород, выполнено порядка 5,1 тыс. кв. км сейсморазведочных работ 3D. В минувшем году закончены строительством три разведочные скважины, выполнено более 2,1 тыс. кв. км полевой сейсморазведки 3D, получен прирост разведанных запасов природного газа в размере свыше 138 млрд куб. м.

В прошлом году подсчет запасов по Ковыктинскому ГКМ выполнен и утвержден ГКЗ Роснедра. Разведанные запасы месторождения (с учетом нераспределенного фонда) по состоянию на начало 2017 года составляют по сумме категорий C1+C2 свыше 2,7 трлн куб. м газа, 91 млн т газоконденсата и порядка 8 млрд куб. м гелия. Завершение ГРП на Ковыкте планируется в 2019 году.



Тамбей

Продолжается доразведка Тамбейской группы месторождений на севере полуострова Ямал (ЯНАО). ГРП осуществляются на Малыгинском, Тасийском, Северо-Тамбейском и Западно-Тамбейском лицензионных участках. Лицензии на право пользования недрами месторождений Тамбейской группы предоставлены ПАО «Газпром» в 2008 году. На начало 2017 года на месторождениях Тамбейской группы выполнены сейсморазведочные работы 3D в объеме около 2,7 тыс. кв. км, пробурено 14 поисково-разведочных скважин. Прирост запасов превысил 296 млрд куб. м газа и почти 12 млн т конденсата (извлекаемого).

По состоянию на начало 2016 года суммарные запасы природного газа Тамбейской группы составляли по категории C1+C2 около 2,6 трлн куб. м. В минувшем году здесь закончена строительством одна скважина (Малыгинская), велись испытания в эксплуатационной колонне восьми скважин.

Медвежье

В 2016 году велась доразведка надсеноманского газового комплекса на Медвежьем НГКМ. Проект по изучению газоносности сенонских отложений Медвежьего месторождения реализует ООО «Газпром добыча Надым» с 2012 года. В настоящее время проект находится в активной стадии. На начало 2017 года здесь закончено строительство трех скважин, выполнено более 1,8 тыс. кв. км сейсморазведочных работ 3D, в том числе с применением высокоплотных и высоко-разрешающих технологий.

В минувшем году выполнено 220 кв. км сейсморазведки 3D по адаптивной вибрационной технологии АВИС, одна скважина закончена строительством, другая (с горизонтальным окончанием) – начата испытанием с применением технологии многоступенчатого гидроразрыва пласта. Также начаты работы по выполнению технико-экономического обоснования освоения сенонской залежи Медвежьего НГКМ. В 2016 году запасы газа сенонских отложений впервые поставлены на государственный баланс в объеме около 10 млрд куб. м.

Шельф острова Сахалин

В 2016 году продолжались ГРП на Сахалинском шельфе – на Южно-Кириинском НГКМ и на перспективной Южно-Лунской структуре на том же Кириинском лицензионном участке. Южно-Кириинское месторождение было открыто ПАО «Газпром» в 2010 году. В его пределах до начала 2017 года пробурено восемь поисковых и разведочных скважин, в том числе две разведочные скважины в 2015 году. В апреле 2016-го Государственной комиссией по запасам рассмотрен и утвержден Роснедрами оперативный подсчет запасов Южно-Кириинского месторождения, прирост разведанных запасов по категории C1 составил около 188 млрд куб. м газа и более 28 млн т конденсата (извлекаемого). Текущие запасы углеводородов Южно-Кириинского месторождения по категориям C1+C2 составляют свыше 711 млрд куб. м природного газа, а также почти 116 млн т конденсата и нефти. Южно-Кириинское НГКМ является уникальным по запасам, и в настоящее время по категории C1 разведано более чем 90% его запасов. Завершение ГРП планируется в 2019 году.

На Южно-Лунской структуре, по результатам строительства поисково-оценочной скважины, в прошлом году получен промышленный приток природного газа и газового конденсата. Оценка запасов Южно-Лунского месторождения по категории C1 составляет порядка 49 млрд куб. м газа и 8 млн т конденсата (извлекаемого). Материалы по подсчету запасов Южно-Лунского рассмотрены и приняты ГКЗ Роснедра в марте 2017 года. Месторождение классифицируется как крупное.



Арктический шельф

В Арктике «Газпром» осуществляет ГРП на 20 лицензионных участках. В прошлом году они велись в Карском и Баренцевом морях. Выполнялись полевая сейсморазведка 3D и подготовительные работы к строительству скважин. Всего на лицензионных участках Арктического шельфа в 2016 году сейсморазведкой пройдено 13,6 тыс. кв. км. Полевые работы ведутся здесь на Северо-Харасавэйском, Ленинградском, Русановском, Няме́йском, Скуратовском и Белоостровском лицензионных участках в Карском море, а также на Медвежьем, Демидовском и Ледовом – в Баренцевом. Подготовительные работы к строительству скважин осуществляются на Антипаутинском, Круzenshternском, Ленинградском и Няме́йском лицензионных участках в Карском море.

перспективном участке в 2016 году по результатам строительства поисково-оценочной скважины на Южно-Лунской структуре получен значительный приток природного газа и газового конденсата. Основные объемы поисково-разведочного бурения пришлось на ЯНАО, сейсморазведочных работ – на шельф Баренцева и Карского морей.

По результатам геологоразведки на территории России выявлено пять новых залежей на ранее открытых месторождениях в ЯНАО (Медвежье, Восточно-Медвежье, Песцовое и Северо-Парусовое) и Томской области (Мирное). Суммарные запасы углеводородов новых залежей по сумме промышленных категорий составили более 41 млн т условного топлива (у.т.) в нефтяном эквиваленте. Особую значимость здесь имеет открытие сенонской залежи на Медвежьем месторождении, подтверждающее перспективы газоносности в ЯНАО этих отложений, которые представляют значительный интерес в качестве резервов запасов газа для разрабатываемых месторождений с падающей добычей.

Всего же за счет проведенных в 2016 году ГРП прирост запасов ПАО «Газпром» (без учета «Газпром нефти») на территории России составил около 584 млн т у.т., в том числе порядка 457 млрд куб. м природного газа, а также 39 млн т газового конденсата и нефти. Восполнение запасов голубого топлива корпорации составило при этом 109% (добыча газа в минувшем году, без учета «Газпром нефти», была на уровне более 419 млрд куб. м). В результате ГРП существенно увеличена за счет перевода запасов в более высокие промышленные категории промышленная ценность Ковыктинского и Чаяндинского месторождений, а также Южно-Кириинского (шельф Охотского моря).

**В 2017-М ПРИРОСТ
РАЗВЕДАННЫХ
ЗАПАСОВ
УГЛЕВОДОРОДОВ
ДОЛЖЕН
ПРЕВЫСИТЬ**

485

МЛН Т У. Т.

**ВКЛЮЧАЯ
ПОРЯДКА**

470

МЛРД КУБ. М ГАЗА

и 40

МЛН Т ЖИДКИХ
УГЛЕВОДОРОДОВ

Кроме того, в результате получения ПАО «Газпром» лицензии на участок недр в Ненецком автономном округе, включающий Лаявожское и Ванейвисское месторождения, запасы газа корпорации увеличились еще более чем на 223 млрд куб. м.

Зарубежная экспансия

В связи с ухудшением в последние годы экономической ситуации в мире на нефтегазовом рынке наблюдается тенденция сокращения международными компаниями инвестиций, особенно в работы, связанные с поиском и разведкой углеводородов. Группа «Газпром» придерживается по зарубежным проектам политики взвешенной инвестиционной активности с сохранением возможности интенсификации деятельности в среднесрочной перспективе с учетом международных рисков. При этом все ранее принятые Группой обязательства по контрактам выполняются в полном объеме и в срок.

Большая часть проектов, реализуемых «Газпромом», предусматривает выполнение полного цикла освоения месторождений от поиска и разведки до добычи и реализации углеводородов. В 2016 году велись поисковые и разведочные работы в Алжире, Боливии, Вьетнаме и Киргизии, а также в Северном море. В ходе ГРП было закончено строительством четыре скважины. По итогам работ в 2016 году был получен прирост разведанных запасов в Алжире – около 5 млн т нефти.

Во Вьетнаме на одном из перспективных объектов блока №112 были выполнены электроразведочные работы и начата интерпретация полученных данных. На блоках №129–132 шельфа Вьетнама выполнялась обработка результатов строительства двух глубоководных скважин, впервые пробуренных Группой «Газпром» при глубинах моря свыше 1,5 км с использованием перловых технологий и бурового судна шестого поколения в 2015–2016 годах. В результате бурения одной из скважин открыто газовое месторождение Than Bien.

В Алжире в июне 2016 года завершен период ГРП по участку El Assel. Здесь за время геологоразведки Gazprom International в партнерстве с алжирской государственной нефтегазовой корпорацией Sonatrach пробурено девять поисковых и разведочных скважин, выполнен большой объем сейсморазведочных работ, открыто и оконтурено четыре месторождения углеводородов, подготовлены планы их разработки.

В Боливии на территории лицензионного блока Azero в соответствии с условиями контракта закончена переобработка всех геофизических данных, выполнены магнитотеллурическая съемка 3D и гравиметрическая съемка.

Группа «Газпром» изучает возможности расширения сотрудничества со своими стратегическими партнерами в Боливии, Аргентине, Вьетнаме, Таджикистане и Таиланде, в том числе и в области проведения ГРП на территории этих стран

Получена экологическая лицензия на размещение площадки под бурение скважины в пределах структуры «Северный Инкауаси» (Incahuasi Norte) и начата подготовка документации на строительство скважины.

В Киргизской Республике в 2016 году на лицензионных площадях ПАО «Газпром» («Кугарт» и «Восточный Майлису-IV») в полном объеме выполнен комплекс геофизических работ (гравиразведочные и сейсморазведочные работы), а также проведены обработка и интерпретация полученных данных.

В акватории Северного моря Группа «Газпром» участвует в реализации проекта Winchelsea, находящегося в стадии ГРП. В соответствии с лицензионными обязательствами в 2016 году пробурена первая поисковая скважина. По результатам испытания скважины открыто газовое месторождение Winchelsea. В результате бурения скважины оператором Wintershall Noordzee получены новые геолого-геофизические данные, на основании которых актуализированы геологическая модель, профили добычи, пересчитаны показатели эффективности проекта.

Кроме того, проводилось изучение перспективных участков в Боливии и Аргентине на предмет целесообразности участия Группы «Газпром» в их освоении.

Стратегия и политика

Ключевым документом в области развития минерально-сырьевой базы «Газпрома» является Программа развития МСБ до 2040 года. Этот документ ежегодно корректируется и актуализируется.



Регионы России, в пределах которых проводятся ГРП предприятиями Группы «Газпром», остаются прежними – ключевыми из них являются Якутия, Иркутская область, полуостров Ямал и Дальневосточный шельф. При этом в активную фазу выходят проекты ГРП по лицензиям в Карском и Баренцевом морях, полученным в 2013–2014 годах.

В настоящее время реализуется третий этап Программы, предусматривающий расширенное воспроизводство МСБ. При этом актуальными становятся вопросы обоснования необходимого объема текущих разведанных запасов углеводородов ПАО «Газпром» для выполнения планов по добыче и реализации крупных нефтегазовых проектов компании в условиях усложнения структуры запасов углеводородов.

За период реализации Программы в структуре текущих запасов произошли значительные изменения. В частности, уменьшились запасы месторождений, обеспечивающие стабильную добычу в ареале действующей Единой системы газоснабжения (ЕСГ). Также увеличились запасы залежей с падающей добычей, глубоководных объектов и залежей углеводородов, удаленных от зон с развитой инфраструктурой. Разведка и освоение таких запасов являются капиталоемкими и требуют применения инновационных методов и технологий. С учетом сложившейся ситуации по ограничению доступа к зарубежным технологиям актуальными становятся вопросы внедрения отечественных разработок.

Стратегия развития производственной деятельности ПАО «Газпром» за рубежом была принята в ноябре 2015 года. В соответствии с ней ведется работа по подготовке программы развития производственной деятельности компании за пределами России на 10 лет. Целями и задачами этой программы являются:

- становление ПАО «Газпром» как лидера среди глобальных энергетических компаний посредством формирования собственной ресурсной базы за рубежом;
- диверсификация производственной деятельности за пределами России;
- формирование интегрированных цепочек создания добавленной стоимости от геологоразведки и добычи до конечного потребителя;
- интенсификация сотрудничества со стратегическими партнерами на зарубежных рынках и реализация совместных проектов, направленных на усиление и развитие новых технологий и компетенций.

Реализация стратегии и программы предполагает, что портфель проектов должен быть сбалансированным по целому ряду параметров, включая распределение по странам и регионам, соотношение проектов, находящихся на стадии ГРП, добычи и т. д.

Ближайшие планы

В соответствии с утвержденными программами геолого-разведочных работ в 2017 году ПАО «Газпром» (без учета «Газпром нефти») на территории России планирует пробурить 61,5 тыс. м горных пород, закончить строительством 32 поисково-оценочных и разведочных скважины, выполнить более 12,7 кв. км сейсморазведочных работ 3D.

Основные объемы ГРП будут сконцентрированы в Западной и Восточной Сибири и на шельфе морей Российской Федерации. Планируется продолжить реализацию ключевых проектов, упомянутых ранее.

Прирост разведанных запасов углеводородов при этом должен превысить 485 млн т у. т., включая порядка 470 млрд куб. м газа и 40 млн т жидких углеводородов. Наиболее существенные по величине прироста ожидаются на Киринском перспективном участке на шельфе Сахалина и Антипаутинском месторождении в ЯНАО.

Что касается зарубежных проектов ГРП «Газпрома», то, учитывая, что они носят долгосрочный характер, в 2017 году планируется продолжить выполнение лицензионных и контрактных обязательств по действующим проектам, а также поиск новых перспективных проектов. При этом акцент будет делаться на реальных экономически выгодных проектах путем исключения проектов с потенциально возможной выгодой.

На шельфе Северного моря в рамках завершения выполнения лицензионных обязательств по блоку Winchelsea в текущем году планируется бурение второй разведочной скважины, которая должна подтвердить газоносность нового блока и определить дальнейшие перспективы.

По блоку Azero в Боливии планируется завершить обработку и интерпретацию данных магнитотеллурической съемки и начать подготовительные работы к строительству скважин.

На шельфе Вьетнама по блоку №112 проводится оценка результатов обработки и интерпретации данных электроразведочных работ, выполненных в 2016 году с целью подготовки предложений для принятия решения о продолжении ГРП. По вьетнамским блокам №129–132 в настоящее время завершается комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов с учетом полученных результатов строительства скважин. Оператор Vietgazprom приступил к составлению плана оценочных работ по месторождению Than Bien.

По лицензионным участкам в Киргизской Республике, с учетом полученных гравиразведочных и сейсморазведочных данных, выполняется актуализация программы ГРП. По результатам актуализации программы геологоразведочных работ будет принято решение о строительстве поисковых скважин.

Помимо этого, Группа «Газпром» изучает возможности расширения сотрудничества со своими стратегическими партнерами в Боливии, Аргентине, Вьетнаме, Таджикистане и Таиланде, в том числе и в области проведения ГРП на территории этих стран. ■

ИНТЕРВЬЮ > На вопросы журнала отвечает
заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром»
Виталий Маркелов

БЕСЕДУЕТ > Сергей Правосудов

ФОТО > ПАО «Газпром», Wintershall, PTSC POS

ДОБЫЧА РАСТЕТ

– Виталий Анатольевич, сколько газа и жидких углеводородов добыл «Газпром» в 2016 году?

– В 2016 году добыча газа составила 419,1 млрд куб. м, что на 0,6 млрд куб. м больше уровня 2015 года. Максимальный уровень добычи газа был достигнут 2 декабря минувшего года – 1535,6 млн куб. м в сутки. Если говорить о жидких углеводородах, то необходимо отметить, что добыча нефти по итогам 2016 года по Группе «Газпром» достигла рекордного уровня – 39,3 млн т, что на 3,3 млн т выше показателей 2015 года. Если добавить к этому показателю доли в зависимых обществах, то получится 55,1 млн т. Кроме того, в 2016 году было добыто 15,8 млн т газового конденсата.

– Каковы результаты геологоразведки в минувшем году? Какие залежи и месторождения были обнаружены?

– В результате геологоразведочных работ в 2016 году удалось прирастить запасы на 457,3 млрд куб. м газа и 39,1 млн т жидких углеводородов. Основные приросты запасов газа получены на Южно-Кирином (187,9 млрд куб. м), Ковыктинском (138,2 млрд куб. м) и Чаяндинском (86,6 млрд куб. м) месторождениях. Было открыто пять новых залежей углеводородов, в том числе четыре в ЯНАО и одна – в Томской области.

Особое значение имеет открытие сенонской залежи на Медвежьем месторождении, подтверждающее в Ямало-Ненецком автономном округе перспективу газоносности этих отложений, которые представляют значительный интерес в качестве резервов запасов газа для месторождений с падающей добычей.

В ходе проведения геологоразведочных работ на Кирином перспективном участке в 2016 году по результатам строительства поисково-оценочной скважины №1 на Южно-Лунской структуре получен значительный приток природного газа и газового конденсата, свидетельствующий об открытии нового месторождения. В 2017 году здесь будет выполнен подсчет запасов.

– Каковы планы на 2017 год?



В 2016 году добыча газа составила 419,1 млрд куб. м, что на 0,6 млрд куб. м больше уровня 2015 года. На 2017 год план по добыче утвержден в объеме

430,44 млрд куб. м газа

– На 2017 год план по добыче утвержден в объеме 430,44 млрд куб. м газа, 15,3 млн т газового конденсата и 41,1 млн т нефти.

В нынешнем году по результатам геологоразведочных работ планируется получить прирост запасов: 469,9 млрд куб. м газа и 39,9 млн т жидких углеводородов. Наиболее существенные по величине приросты ожидаются на Кирином перспективном участке и Антипаютинском месторождении.

– Как идет освоение запасов полуострова Ямал? Когда планируется вывести на проектную мощность Бованенковское месторождение и ввести в эксплуатацию Харасавэйское месторождение?

– В 2016 году добыча газа на Бованенковском месторождении составила 67,4 млрд куб. м, а газового конденсата – 53 тыс. т. В этом году планируем добыть



Добыча нефти по итогам 2016 года по Группе «Газпром» достигла рекордного уровня – 39,3 млн т, что на 3,3 млн т выше показателей 2015 года. В 2017 году планируем добыть

41,1 млн т нефти



76,7 млрд куб. м газа и 49,9 тыс. т газового конденсата. Сегодня на Бованенковском месторождении «Газпром» последовательно наращивает добычные мощности.

Действующий фонд скважин по состоянию на 1 января 2017 года составляет 391 единиц. В 2019 году планируем ввести в эксплуатацию УКПП-3 производительностью 30 млрд куб. м ежегодно. Всего на сеноман-аптских залежах месторождения будет работать три газовых промысла, суммарная годовая проектная производительность которых составит 115 млрд куб. м газа с выходом на указанный уровень добычи в 2022 году.

Ввод в эксплуатацию сеноман-аптских залежей Харасавэйского месторождения планируется начать не ранее 2024 года.

– Расскажите о реализации проекта Ухта–Торжок-2.

– Мы приступили к реализации инвестиционного проекта «Система магистральных газопроводов Ухта–Торжок. II нитка (Ямал)» в 2012 году. Проектом предусматривается транспортировка природного газа с полуострова Ямал в объеме 45 млрд куб. м в год. Инвестиции ПАО «Газпром» в этот проект уже превысили 63,6 млрд рублей. В 2016 году было построено 450 км газопровода.

В текущем году запланировано ввести в эксплуатацию 500,4 км линейной части (капитальные вложения на 2017 год по стройке составляют 62,17 млрд рублей). В период с 2019 по 2020 год запланировано ввести в эксплуатацию 469,6 км линейной части магистрального газопровода и семь компрессорных станций (КС) общей мощностью 625 МВт.

– Сколько газа и конденсата было добыто в 2016 году из ачимовских залежей? Каковы планы на 2017 год? Когда планируется ввести в эксплуатацию 3-й, 4-й и 5-й участки?

– Ачимовские участки Уренгойского НГКМ – наиболее перспективные залежи конденсатосодержащего газа. Запасы ачимовских залежей только на территории деятельности ООО «Газпром добыча Уренгой» превышают 1 трлн куб. м газа и 400 млн т конденсата (по категории С1).

В 2016 году из ачимовских залежей было добыто 8,6 млрд куб. м газа и 4 млн т конденсата. В 2017 году добыча из ачимовских отложений запланирована в объеме – 8,9 млрд куб. м газа и 4 млн т конденсата.

Планируемый срок ввода в эксплуатацию 4-го и 5-го ачимовских участков Уренгойского НГКМ – четвертый квартал 2020 года. Прогнозируемый ввод в эксплуатацию 3-го участка – конец 2028 года при наличии свободных перерабатывающих мощностей на Уренгойском ЗПКТ.

– Каковы планы по добыче в Северном море?

– В 2015 году Группа «Газпром» приобрела 50% участия в капитале компании Wintershall Noordzee B. V. (WINZ), являющейся в настоящее время участником 51 лицензии на шельфе Нидерландов, Дании и Великобритании. В 2016 году компания добыла 1 млрд куб. м газа. Добытый газ поставляется на берег в Нидерланды и продается на европейском спотовом рынке.

Месторождения в данном регионе относятся к категории малых, требуется постоянная доразведка углеводородного потенциала с целью поддержания добычи

компании WINZ. В связи с существенным изменением макроэкономической ситуации мы столкнулись с серьезной дилеммой: с одной стороны, необходимо инвестировать средства в восполнение ресурсной базы компании, с другой – сократить расходы в условиях снижения доходной части. Совместно с партнерами из Wintershall наша компания Gazprom EP International, ведущая зарубежную деятельность, определила ключевые проекты, которые можно ввести в добычу в ближайшей перспективе, и первоочередные поисковые объекты, расположенные вокруг существующей инфраструктуры WINZ. Надеемся, что благодаря этим мерам удастся компенсировать естественное падение добычи по компании WINZ уже начиная с 2018 года.

Восточная программа

– Сколько газа будет давать Чаяндинское месторождение, когда оно выйдет на проектную мощность?

– Выход месторождения на проектную мощность предусмотрен на четвертый год разработки. Максимальный уровень годовой добычи свободного газа составит 25 млрд куб. м с фондом добывающих газовых скважин 335 ед., с периодом постоянной добычи 30 лет. Максимальная годовая добыча нефти – 3 млн т, фонд добывающих нефтяных скважин – 310 ед. Текущие запасы углеводородов Чаяндинского месторождения по категориям С1+С2 составляют 1,37 трлн куб. м газа, 19,504 млн т конденсата, 57,174 млн т нефти и 7,4 млрд куб. м гелия.

– Когда планируется ввести в эксплуатацию Ковыктинское месторождение и вывести его на проектную мощность?

– Ввод Ковыктинского газоконденсатного месторождения в промышленную разработку с подачей газа в магистральный трубопровод предполагается на четвертый год после начала добычи на Чаяндинском НГКМ. Выход месторождения на проектную мощность предусмотрен на третий год разработки. Проектная мощность – 25 млрд куб. м. газа в год при добывающем фонде скважин за весь период разработки – 514 ед. Кроме того, здесь предполагается добывать еще 1,4 млн т конденсата.

Текущие запасы углеводородов Ковыктинского месторождения в пределах лицензионных участков ПАО «Газпром» (Ковыктинский, Хандинский, Чиканский) по категориям С1+С2 составляют 2,5 трлн куб. м газа, 85,71 млн конденсата, 7,19 млрд куб. м гелия.

– Расскажите о строительстве газопровода «Сила Сибири». В какие сроки он выйдет на проектную производительность?

– Инвестиционный проект магистральный газопровод «Сила Сибири» будет реализован в несколько этапов. На первом этапе предполагается строительство магистрального газопровода от Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения до границы с КНР в районе г. Благовещенска. На втором – сооружение газопровода от Ковыктинского газоконденсатного месторождения до Чаяндинского НГКМ.

Для обеспечения первых поставок газа по магистральному газопроводу «Сила Сибири» «Газпром» введет в эксплуатацию газопровод от Чаянды до границы с КНР и КС 7а «Атаманская», в итоге начальная пропускная способность газопровода составит 5 млрд куб. м газа в год.



391

115

25



ЕДИНИЦ состав-
лял на 1 января 2017
года действующий
фонд скважин на
Бованенковском
месторождении

МЛРД КУБ. М – сум-
марная годовая про-
ектная производи-
тельность трех газо-
вых промыслов,
которые будут рабо-
тать на сеноман-апт-
ских залежах Бова-
ненковского место-
рождения с выходом
на указанный
уровень добычи
в 2022 году

МЛРД КУБ. М соста-
вит максимальный
уровень годовой
добычи свободного
газа на Чаяндинском
месторождении
с фондом добы-
вающих газовых
скважин 335 ед.

С вводом в эксплуатацию КС 4 «Иван Москвитин» объемы поставок по «Силе Сибири» увеличатся до ежегодных 10 млрд куб. м. Затем в строй будут запущены КС 2 «Петр Бекетов» и КС 6 «Ерофей Хабаров», что повысит пропускную способность магистрали до 15 млрд

куб. м в год. Следующим этапом должны быть введены в эксплуатацию сразу четыре компрессорные станции – КС 1 «Иван Ребров», КС 3 «Максим Перфильев», КС 5 «Василий Поярков» и КС 7 «Василий Колесников», – в результате чего объем транспортируемого газа

вырастет до ежегодных 22 млрд куб. м. В дальнейшем предусматривается расширение мощностей уже запущенных в строй КС и строительство газопровода от Ковыктинского ГКМ до Чаяндинского НГКМ. В итоге мощность «Силы Сибири» увеличится до 30 млрд куб. м в год.

Для выхода системы магистральных газопроводов «Сила Сибири» на проектную мощность 38 млрд куб. м газа в год предполагается ввести компримирующие мощности между Ковыктинским и Чаяндинским месторождениями, нарастить мощности существующих КС и построить лупинги.

Реализация инвестиционного проекта «Магистральный газопровод «Сила Сибири» осуществляется ПАО «Газпром» в строгом соответствии с директивными сроками строительства.

– Сколько метана угольных пластов было добыто в 2016 году? Каковы перспективы этого проекта?

– Всего на первоочередных участках для добычи метана из угольных пластов в Кузбассе в 2016 году было добыто свыше 13,2 млн куб. м, а с начала реализации данного проекта – чуть более 63,8 млн куб. м. Проект «Добыча метана из угольных пластов» «Газпром» реализует с 2009 года. Существующая в Кузбассе промышленная инфраструктура, близость к угледобывающим предприятиям, в себестоимости продукции которых существенную долю составляют затраты на покупку топлива для карьерной техники, создают благоприятные условия для организации промышленной добычи газа. Проект добычи угольного метана в Кузбассе имеет и высокую социальную значимость, так как позволяет решать крупные задачи, такие как диверсификация экономики региона, обеспечение безопасности труда шахтеров и создание новых рабочих мест. Замещение поставок газа в Кемеровскую область из северных регионов угольным метаном может оказать дополнительный эффект, связанный с перераспределением потоков по всей Единой системе газоснабжения за счет направления освободившихся объемов на более премиальные участки.

С 2009 по 2016 год в Кузбассе выполнялись геологоразведочные работы на Талдинском и Нарыкско-Осташкинском метаноугольных месторождениях. Построены 33 разведочные скважины, поставлены на государственный баланс более 220 млрд куб. м метана. В 2016 году на первоочередных участках проводились опытно-промышленные работы с отработкой технологии освоения скважин и утилизации газа, а также поисково-оценочные работы на перспективной и обладающей значительными ресурсами угольного газа Тутуяской площади.

Ведется работа по реализации этапа опытно-промышленной разработки (ОПР) первоочередных месторождений с уточнением добычных возможностей скважин. В том числе строительство и эксплуатация многозабойных скважин и скважин сложных конструкций с большой протяженностью горизонтального участка в угольных пластах с целью повышения экономической эффективности проекта.

Полученный в ходе ОПР опыт бурения метаноугольных скважин сложных конструкций с использованием передовых технологий позволит повысить эффективность и рентабельность разработки трудноизвлекаемых

запасов природного газа на других месторождениях Группы «Газпром».

Основной объем газа, добываемого на Талдинском и Нарыкско-Осташкинском метаноугольных месторождениях, на промышленном этапе планируется использовать на выработку сжиженного природного газа (СПГ) для заправки карьерной техники угледобывающих предприятий.

Для этих целей рассматривается возможность строительства завода по сжижению газа производительностью 45 т СПГ в час. Излишки добываемого газа в период промышленной разработки возможно реализовывать в магистральный газопровод ПарABELь–Кузбасс, на собственные нужды, а также на выработку электроэнергии для близлежащих угольных шахт и разрезов.

– Расскажите о работе «Газпрома» на шельфе острова Сахалин.

– В 2016 году ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» в ходе освоения Кириного газоконденсатного месторождения добыло 679 млн куб. м газа (при плановом показателе 585,5 млн куб. м) и 117 тыс. т конденсата (при плане 96,5 тыс. т). В текущем году планируется добыть 744 млн куб. м газа и 119,3 тыс. т газового конденсата.

Ввод в эксплуатацию Южно-Кириного месторождения запланирован на 2021 год, а выход на проектную мощность – на 2032 год.

Что касается проекта «Сахалин-2», то в минувшем году здесь было добыто 5,51 млн т жидких углеводородов, а также 17,41 млрд куб. м газа, из которого было произведено 10,93 млн т СПГ.

Азия

– Сколько газа «Газпром» добыл во Вьетнаме в 2016 году? Каковы планы на 2017 и последующие годы?

– В 2016 году на совместном с компанией PetroVietnam проекте по блокам №05–2 и №05–3 мы добыли 2 млрд куб. м газа. Таким образом, произошел выход на предусмотренную планом разработки месторождений Мок Тинь и Хай Тхат «полку добычи». Накопленная с сентября 2013 года добыча превысила 5,8 млрд куб. м газа. Весь добываемый газ поставляется по газотранспортной системе «Намконшон-1» на распределительный центр Фуми и реализуется в рамках долгосрочного контракта с корпорацией PetroVietnam Gas на внутреннем рынке Вьетнама. Кроме того, в 2016 году была успешно завершена программа эксплуатационного бурения. На месторождениях Мок Тинь и Хай Тхат пробурено в общей сложности 16 скважин.

План по добыче на 2017 год одобрен партнерами по Соглашению о разделе продукции (СРП) в объеме 2 млрд куб. м газа и 402,2 тыс. т конденсата.

В рамках проекта по блокам №111/04, 112 и 113 ведется рассмотрение вариантов разработки ранее открытого месторождения Бао Ванг. Это месторождение может послужить промышленному и социально-экономическому развитию Центрального Вьетнама, поэтому большой интерес к нему проявляют власти провинции Куангчи. Наши специалисты анализируют возможность увеличения ресурсной базы проекта. В 2016 году на одном из перспективных объектов были выполнены электроразведочные работы. В настоящее



ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» в ходе освоения Кириного газоконденсатного месторождения добыло 679 млн куб. м газа при плановом показателе 585,5 млн куб. м и 117 тыс. т конденсата (при плане 96,5 тыс. т). В текущем году планируется добыть 744 млн куб. м газа и 119,3 тыс. т газового конденсата





В 2016 году на совместном с компанией PetroVietnam проекте по блокам №05-2 и №05-3 мы добыли

2 млрд куб. м газа.

Таким образом произошел выход на предусмотренную планом разработки месторождений Мок Тинь и Хай Тхатъ «полку добычи»

время ведется интерпретация полученных данных.

На блоках №129-132 ведется обработка результатов строительства двух глубоководных скважин, пробуренных в 2015-2016 годах. В ходе буровых работ была получена ценная геологическая информация, а также открыто газовое месторождение Тхань Бьен. По итогам комплексной обработки данных будет принято решение о дальнейших направлениях развития проекта.

– **Каковы планы в отношении Таиланда?**

– Группа «Газпром» ведет активные переговоры с национальной нефтегазовой компанией Таиланда РТТ. В рамках совместной работы сформирован Совместный координацион-

ный комитет (СКК), первое заседание которого состоялось в г. Санкт-Петербурге в декабре 2016 года, и созданы рабочие группы по реализации проектов освоения месторождений углеводородов в России, Таиланде и других странах, а также по реализации интегрированных СПГ-проектов, развитию рынка и инфраструктуры использования газа в качестве моторного топлива и по обмену опытом в области эксплуатации и диагностики производственных объектов.

В связи с растущим внутренним спросом на энергоносители прорабатывается возможность организации поставок СПГ. Кроме того, в связи со снижением поставок газа из Мьянмы и падением уровня добычи газа мы обсуждаем варианты совместной деятельности в области геологоразведки и освоения месторождений газа на шельфе Таиланда и Камбоджи.

Мы рассматриваем возможности выстраивания стратегических взаимоотношений с РТТ, в том числе реализацию совместных проектов в сегменте разведки и добычи в России, Таиланде, в регионе Юго-Восточной Азии и других странах.

– **Как реализуется проект в Киргизии?**

– В 2007 году подписано Соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр на нефтегазоперспективных площадях Кыргызской Республики, в рамках которого «Газпром» получил лицензии на право пользования недрами с целью геологического изучения площадей Кугарт и Восточный Майлису-IV. В настоящее время выполнен

комплекс геофизических работ (гравиразведочные и сейсморазведочные работы) на обеих площадях, продолжается обработка и интерпретация полученных данных и актуализация программы геологоразведочных работ. По результатам будет принято решение о переходе на следующий этап реализации Программы геологоразведочных работ, предусматривающий строительство пяти поисковых скважин.

– **Каковы планы в отношении Узбекистана?**

– В Узбекистане мы реализуем проект по разработке газового месторождения Шахпахты, освоение которого велось еще в советское время. В настоящее время объем добычи газа составляет в среднем 350 млн куб. м в год. В рамках выполнения первого проекта на месторождении Шахпахты с августа 2004 года добыто 3,6 млрд куб. м газа. Остаточные извлекаемые запасы месторождения составляют около 6,8 млрд куб. м. Лицензия на добычу газа действительна до марта 2019 года с возможностью дальнейшего продления на пять лет до 2024 года.

«Газпром» выполнил большой объем геологоразведочных работ в Устьуртском регионе Республики Узбекистан и открыл месторождение Джел. Запасы углеводородов небольшие, тем не менее «Газпром» планирует воспользоваться своим правом на участие в переговорах с Республикой Узбекистан по освоению новых выявленных месторождений на условиях Соглашения о разделе продукции. Ведем работу по подготовке к подписанию СРП.

Америка и Африка

– **Расскажите о планах в отношении стран Латинской Америки.**

– Боливия – крупный экспортер природного газа (около 18 млрд куб. м ежегодно). Боливия и в перспективе Аргентина, по мнению экспертов, должны стать локомотивом создания единого регионального рынка газа стран Южного конуса.

В Боливии мы совместно с французской компанией Total E&P Bolivie, являющейся оператором, боливийской компанией YPFB Chaco и аргентинской Tecpetrol реализуем проекты на блоках Ipati, Aquio. В рамках проекта Ipati-Aquio открыто месторождение Incahuasi.

С запуском в промышленную эксплуатацию месторождения Incahuasi в Боливии в сентябре 2016 года ПАО «Газпром» де-факто получило значимые позиции в добыче газа в этой латиноамериканской стране. С учетом планов по вводу в эксплуатацию второй очереди данного проекта в 2019 году, а также в случае успешной реализации геологоразведочного проекта Azego в начале 2020-х годов на проекты с участием «Газпрома» может приходиться до 25% всей газодобычи в Боливии.

350

МЛН КУБ. М в год составляет в среднем объем добычи газа на месторождении Шахпахты в настоящее время

6,8

МЛРД КУБ. М составляют остаточные извлекаемые запасы месторождения Шахпахты

При этом значительная часть добытого «Газпромом» газа будет направлена на экспорт в Бразилию и Аргентину.

Происходящие сейчас в Аргентине изменения, направленные на либерализацию газовых рынков и отказ от монополии государственных компаний, создают окно возможностей для новых игроков. Участие «Газпрома» в комплексных проектах, предусматривающих маркетинг объемов боливийского трубопроводного газа, добычу и маркетинг газа в Аргентине, а также долевое участие в других проектах, включая строительство объектов газовой инфраструктуры, могло бы повысить наши конкурентные преимущества и создать возможности для работы в этом регионе на приоритетных условиях. Одновременно усиление конкуренции на международном рынке сжиженного природного газа и стоящие перед «Газпромом» задачи по маркетингу объемов СПГ из своего портфеля диктуют необходимость выхода на новые рынки сбыта, которыми могут быть, в частности, страны Латинской Америки.

С декабря 2015 года новое правительство Аргентины проводит последовательную работу по либерализации рынка газа с постепенной отменой субсидий всем категориям потребителей и повышением цен на газ на устье скважины в 2-2,5 раза. Так, цены на трубный газ в Аргентине после многих лет субсидий начали выходить на рыночный уровень 7-8 долларов за 1 млн БТЕ. Важное значение придается развитию интеграции с региональным рынком газа и достижению паритета цен с импортом СПГ. В перспективе после удовлетворения внутреннего спроса Аргентина намерена возобновить экспорт газа в Чили, Уругвай и Бразилию.

В связи с этим стратегически значимым конкурентным преимуществом является доступ к газодобыче и маркетингу газа на внутреннем рынке Аргентины в краткосрочной перспективе, пока новые правила рынка только формируются.

– **Каковы перспективы работы в Алжире?**

– В июне 2016 года завершен период геологоразведочных работ на участке El Assel. За более чем семь лет работы компанией Gazprom EP International в партнерстве с компанией Sonatrach пробурено девять поисковых и разведочных скважин, выполнен большой объем сейсморазведочных работ, открыто три и околонушено четыре месторождения углеводородов, подготовлены планы их разработки.

Экспертами компаний Gazprom EP International и Sonatrach совместно уточняются показатели по проекту с целью нахождения наиболее привлекательного сценария освоения месторождений, а также прорабатываются вопросы, связанные с реализацией газа на внешних рынках. ■

25%

всей газодобычи в Боливии может приходиться на проекты с участием «Газпрома» в начале 2020 гг.

ИНТЕРВЬЮ › На вопросы журнала отвечает
член правления Wintershall Тило Виланд



РАЗВИВАЕМ СОТРУДНИЧЕСТВО

БЕСЕДУЕТ › Сергей Правосудов

ФОТО › Wintershall, PGNIG,
gascade.de



Почему Wintershall уделяет так много внимания России?

– В этом нет ничего удивительного. Россия входит в число стран, наиболее богатых природными ресурсами. Примерно одна пятая известных сегодня запасов природного газа залегает в вашей стране. «Газпром» – самый крупный поставщик природного газа в страны Евросоюза. В Германии потребность в ископаемых энергоносителях на треть покрывается за счет импорта из России. Именно поэтому для Wintershall, самой крупной нефтегазодобывающей компании Германии, действующей в международном масштабе, Россия – приоритетный регион.

– Расскажите о сотрудничестве с «Газпромом».

– У нас несколько совместных проектов. Начну с добычи. «Ачимгаз» – совместное предприятие с паритетным участием ООО «Газпром добыча Уренгой» (50%) и Wintershall (50%). Компания занимается добычей природного газа и газового конденсата из труднодоступной ачимовской толщи Уренгойского месторождения (на участке 1А).

В стартовом 2008 году было пробурено шесть опытно-промышленных скважин, а в 2011 году началась коммерческая разработка и добыча сырья из ачимовских отложений. На конец января текущего года

За 2016 год добыча
«Ачимгаза» увели-
чилась по сравнению
с предыдущим годом
на 30% и достигла
**6,4 млрд
куб. м газа
и 2,7 млн т
конденсата**

компанией «Ачимгаз» на месторождении введены в эксплуатацию 80 скважин и крупная установка по комплексной переработке газа и конденсата, ныне состоящая из пяти технологических линий. В настоящее время там добывается свыше 18 млн куб. м природного газа в сутки.

В дальнейшем количество скважин намечается увеличить до 110, а производство должно превысить 8 млрд куб. м природного газа и 4 млн т конденсата в год. До 2016 года суммарная добыча российско-германского совместного предприятия достигла



примерно 22 млрд куб. м газа. Производство конденсата составило около 10 млн т. Только за 2016 год добыча «Ачимгаза» увеличилась по сравнению с предыдущим годом на 30% и достигла 6,4 млрд куб. м газа и 2,7 млн т конденсата. В ближайшие 20 лет «Ачимгаз» планирует добыть в общей сложности до 230 млрд куб. м природного газа и 70 млн т конденсата.

Начиная с 2016 года в целях оптимизации плана разработки ачимовских отложений «Ачимгаз» применяет технологию наклонно-направленного бурения.

Эффективность

– Какова эффективность этого проекта, ведь себестоимость добычи ачимовского газа существенно выше, чем сеноманского?

– Да, это правда. Именно поэтому «Газпром» и привлек нас в качестве партнера, чтобы мы принесли свои технологии, которые позволяют вместе с опытом экспертов «Газпрома» повысить эффективность этого проекта. Проект успешно развивается. Несмотря на низкие цены на газ и конденсат в 2016 году, «Ачимгаз» погасил все кредиты и начал выплачивать дивиденды акционерам. Даже при низких ценах на продукцию «Ачимгаз» имеет положительный денежный поток.

– В ближайшее время вам предстоит начать освоение и других участков ачимовской толщи.

– Да, это так. В результате завершенного в октябре 2015 года обмена активами с «Газпромом» наша компания приобрела долю величиной 25,01% в 4-м и 5-м участках ачимовской толщи. Согласно плану разработки запасы углеводородного сырья в недрах этих участков составляют в общей сложности 274 млрд куб. м природного газа и 74 млн т конденсата. Начало добычи намечено на 2020 год. Проектный уровень добычи должен составить около 8 млрд куб. м газа ежегодно.

– А как вы оцениваете работу на Южно-Русском месторождении?

– Южно-Русское нефтегазоконденсатное месторождение – еще один крупный проект компаний Wintershall и «Газпром» по добыче природного газа в Сибири. Это месторождение пущено в эксплуатацию в 2007 году. Уже в середине 2009 года была достигнута проектная мощность (25 млрд куб. м газа в год). Wintershall как акционер ОАО «Севернефтегазпром» имеет 35% участия в экономическом результате этого проекта. Здесь уже работают более 140 эксплуатационных скважин. Ежедневно из этого месторождения извлекается около 70 млн куб. м природного газа.



«Северный поток – 2» – это самый короткий вариант поставки дополнительных объемов газа в ЕС с минимальными транзитными рисками

К середине 2016 года был добыт 200-й млрд куб. м газа. Извлекаемые газовые запасы этого месторождения составляют примерно 600 млрд куб. м.

Сейчас проводятся опытные работы по широкомасштабной добыче газа из туронских отложений Южно-Русского месторождения. На сегодняшний день ведется добыча туронского газа из нескольких экспериментальных скважин (глубина залегания залежей составляет 810–840 м), общий объем добычи приближается уже к 500 млн куб. м. По сравнению с добычей газа из сеномана, залегающего на большей глубине, извлечение газа из туронского горизонта считается более сложной задачей. Особенность залежей заключается в низких пластовых температурах; по этой причине необходимы меры, препятствующие образованию гидратов. Кроме того, эти залежи отличаются высоким пластовым давлением и низкой проницаемостью коллекторов. Компания «Севернефтегазпром» приступила к освоению турона и стала в этой области первопроходцем, так как опыта промышленной разработки туронских залежей в России пока недостаточно. Решающим фактором, обеспечивающим успех проекта, является объединение технологической компетенции и экспертных знаний

партнеров. К 2021 году «Севернефтегазпром» планирует выход на уровень коммерческого производства из турона. Кроме того, с апреля 2014 года на Южно-Русском месторождении ведется доразведка залежей в залегающем на глубине до 4 тыс. м песчанике нижнемеловых и юрских отложений.

«Северный поток»

– Теперь уместно перейти к разговору о совместных газотранспортных проектах.

– Наши инфраструктурные проекты успешны и вносят вклад в надежное энергоснабжение Европы. Балтийский газопровод «Северный поток» строился с апреля 2010 года по октябрь 2012 года. В начале октября 2012 года он был запущен в полную эксплуатацию. Две параллельные нитки этого морского газопровода протяженностью 1220 км напрямую соединяют сибирские газовые запасы с Германией. Суммарная пропускная способность двух ниток этой магистрали составляет 55 млрд куб. м природного газа в год. В этом проекте Wintershall принадлежит доля величиной 15,5%.

Благодаря газопроводам OPAL и NEL магистральный газопровод «Северный поток» соединяется с действующей европейской газопроводной системой. Газопровод OPAL протяженностью 480 км

проходит от Лубмина, в районе г. Грайфсвальда, в южном направлении до Чехии, а трасса газопровода NEL длиной 440 км проходит из Мекленбурга – Передней Померании в Нижнюю Саксонию. Пропускная способность газопровода OPAL, который, кстати говоря, эксплуатируется GASCADE Gastransport, совместным предприятием «Газпром» и Wintershall, составляет 36 млрд куб. м природного газа в год, а газопровода NEL – около 20 млрд куб. м.

– Когда газопровод OPAL сможет заработать на полную мощность?

– Надеюсь, что скоро. Мы удовлетворены решением Европейской комиссии (ЕК) по снятию ограничений на поставку газа «Газпрома» по данной магистрали. Ведь другого газа в Грайфсвальде просто нет. Теперь власти Польши оспаривают это решение ЕК, но я уверен, что справедливость восторжествует и OPAL сможет заработать на полную мощность.

– Как вы относитесь к проекту «Северный поток – 2»?

– Мы считаем, что он крайне необходим Европейскому союзу. Собственная добыча газа в Европе неуклонно сокращается, следовательно, нужно увеличивать импорт. «Северный поток – 2» – это самый короткий вариант поставки дополнительных объемов газа в ЕС с мини-



мальными транзитными рисками. Успех первого «Северного потока» подтверждает этот тезис. Мы ищем возможности поддержки проекта «Северный поток – 2». Правительство Польши из эгоистических мотивов пытается сорвать реализацию данного проекта. Польша постоянно требует солидарности от других стран Европы. «Северный поток – 2» дает ей возможность проявить солидарность с другими странами ЕС и поддержать необходимый Европе проект. В своей группе компаний мы совместно с «Газпромом» предоставили мощности для реверсных поставок из Западной Европы в Польшу, чтобы поляки не боялись быть отрезанными от поставок «Газпрома». До сегодняшнего дня эти мощности практически не были использованы, и Польша по-прежнему получает газ от «Газпрома», потому что это очевидно дешевле.

Мы уверены, что «Северный поток – 2» будет реализован.

– Когда нужно начинать строительство новых газотранспортных мощностей на территории Германии для приема газа «Северного потока – 2»?

– Как можно быстрее, и в рамках нашего совместного проекта с «Газпромом» GASCADE Gastransport уже ведется интенсивная подготовка. В ходе ежегодных аукционов на площадке PRISMA 6 марта 2017 года на новом узловом пункте

сети Любмин-П, который находится на побережье Балтийского моря в Германии, были в долгосрочном порядке приобретены, кроме прочего, газотранспортные мощности в объеме до 55 млрд куб. м в год. Заказы на сырьевые материалы для строительства газопровода EUGAL, нового газотранспортного инфраструктурного проекта для транспортировки газа в южном направлении, уже выданы, и тендер на проведение строительных работ идет полным ходом. На настоящий момент официальное начало строительства запланировано на конец второго квартала 2018 года. Уверен, что мы сможем получить все необходимые разрешения и реализовать проект в заявленные сроки.

– Как развивается научно-техническое сотрудничество с «Газпромом»?

– Программа научно-технического сотрудничества (НТС) вот уже более 25 лет задает направление в российско-германских отношениях. Совместный проект Wintershall и ПАО «Газпром» способствует обмену опытом и ноу-хау между нашими компаниями. Сотрудники Wintershall, «Газпрома» и нашей головной компании – BASF разрабатывают инновационные решения, находят новые пути в таких сферах, как энергосбережение, освоение газовых и газоконденсатных место-

рождений, повышение эффективности в проектировании, реализации и эксплуатации инфраструктурных проектов, а также в области защиты окружающей среды и экологической безопасности.

Кроме того, Wintershall продолжает успешную программу повышения квалификации для руководителей «Газпрома», которая недавно также отметила свое 25-летие. Например, член Правления ПАО «Газпром» Олег Аксютин прошел обучение в рамках этой программы, а затем возглавил научно-техническое сотрудничество.

Непрерывный обмен знаниями происходит и в рамках работы совместных предприятий. В «Ачим-газе» и «Севернефтегазпроме» действуют технические комитеты, которые в ходе прямого обмена выбирают лучшие технологические решения. Поскольку наше сотрудничество носит долгосрочный характер, регулярные встречи работников «Газпрома» и Wintershall имеют преимущества для обеих сторон. – **«Газпром» активно осваивает месторождения Восточной Сибири. Wintershall не планирует принять участие в этих проектах?**

– Мы постоянно обсуждаем вопросы перспектив сотрудничества. Пока планируем сосредоточиться на освоении ачимовской толщи Уренгойского месторождения и туронских залежей Южно-Русского месторождения. Освоение месторождений Восточной Сибири в сотрудничестве с «Газпромом» – это довольно интересная опция, однако скорее всего не на самое ближайшее будущее.

– **«Газпром» планирует принять участие в освоении нефтегазовых месторождений Аргентины, Wintershall работает в этой стране уже давно. Не думаете объединить усилия?**

– Пока конкретных переговоров на этот счет не было. В настоящее время специалисты Wintershall набираются опыта разработки сланцевых месторождений Аргентины. Если наши компетенции окажутся полезны «Газпрому», то мы с радостью предложим свою помощь. Руководство Аргентины хочет привлечь иностранных инвесторов именно к освоению сланцевых залежей. ■

ИНТЕРВЬЮ > На вопросы журнала отвечает генеральный директор ООО «Уралмаш НГО Холдинг» Юрий Карпов



ЖДЕМ ШЕЛЬФ И ВОСТОЧНУЮ СИБИРЬ



БЕСЕДУЕТ > Денис Кириллов

ФОТО > ООО «Уралмаш НГО Холдинг», ООО «Газпром бурение»

Консолидация активов

– Юрий Анатольевич, как и когда было создано ООО «Уралмаш НГО Холдинг»?

– Компания «Уралмаш Нефтегазовое Оборудование Холдинг» создана в ноябре 2010 года. Она объединила конструкторские и производственные мощности по выпуску бурового обо-

рудования ЗАО «Машиностроительная корпорация «Уралмаш» и ЗАО «Уралмаш – буровое оборудование» (УРБО). Тогда же в состав холдинга были включены ЗАО «Уралмаш-Техсервис» и отдельный дивизион ООО «Уралмаш-Инжиниринг», ранее входившие в Группу ОМЗ («Объединенные машинострои-

тельные заводы»). А в 2013 году в структуру УНГОХ были интегрированы ОАО «Завод «Нефтемаш», ОАО «Завод БКУ» (Завод блочно-комплектных устройств) и ООО «Нефтегазинжиниринг». – В названии холдинга и входящих в него предприятий фигурирует «Уралмаш». Вы как-то связаны с этой машиностроительной корпорацией? – «Уралмаш НГО Холдинг» – совершенно самостоятельный хозяйствующий субъект, никакого отношения к МК «Уралмаш», ПАО «Уралмашзавод» или Группе ОМЗ не имеющий. Единственно, что нас сегодня с ними объединяет, – общий акционер Газпромбанк. Кроме того, мы тесно сотрудничаем с этими объединениями в рамках производственной кооперации. Например, Группа ОМЗ поставляет нам стальное литье и металлургическую заготовку, а с ПАО «Уралмашзавод» мы взаимодействуем по буровым насосам и механообработке металлоконструкций.

Между тем «Уралмаш» оказался в название нашего холдинга совершенно не случайно. Если обратиться к истории, то в Советском Союзе было два основных предприятия, производящих буровое оборудование: «Уралмашзавод» и Волгоградский завод буровой техники (ВЗБТ). В свое время «Уралмашзавод» выделил свое производство бурового оборудования в отдельную структуру – УРБО. Долгое время УРБО оставалось подразделением «Уралмашзавода», но затем это предприятие выкупила нефтесервисная компания «Интегра». Когда «Уралмашзавод» перешел под контроль Газпромбанка, новый акционер принял решение

возродить производство бурового оборудования. Поэтому в 2010 году УРБО было выкуплено у «Интегры» и объединено на базе специально для этого созданного холдинга с теми «буровыми» конструкторскими подразделениями, которые оставались на «Уралмашзаводе». В названии холдинга оставили «Уралмаш» потому, что именно это производственное объединение еще с 1945 года было основным в нашей стране по выпуску буровых установок и поставке их как на внутренний рынок, так и на экспорт. Естественно, на тех рынках, на которых мы сегодня работаем, этот бренд до сих пор прекрасно узнаваем. Соответственно, Газпромбанк принял решение консолидировать и развивать свой «буровой» бизнес на базе ООО «Уралмаш НГО Холдинг».

Кстати, в состав нашего холдинга вошли и некоторые активы упомянутого мной ВЗБТ, который прекратил существование, по крайней мере в своем прежнем качестве.

«Буровой» холдинг

– Что сегодня представляет собой ООО «Уралмаш НГО Холдинг»?

– Мы – ведущая компания в России по производству бурового оборудования. Выпускаем буровые установки и практически всю номенклатуру комплектующих к ним. В настоящий момент в нашем холдинге работает порядка 3 тыс. человек.

В структуре «Уралмаш НГО Холдинг» три производственные площадки. Первая – это завод УРБО в Екатеринбурге, где работает чуть больше тысячи человек. Выпускает он около 7 тыс. т металлоконструкций в год. Предприятие производит высокотехнологичное оборудование – буровые насосы

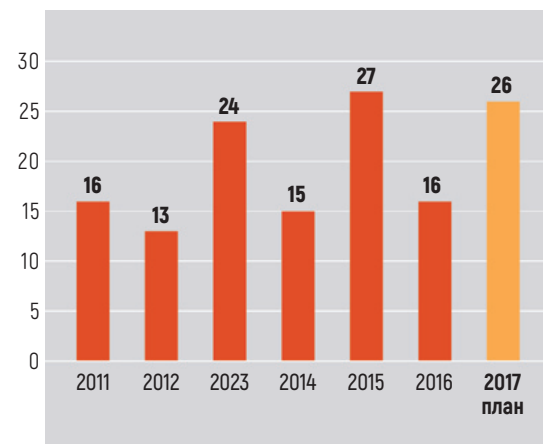
Мы обладаем одним из самых мощных «буровых» конструкторских бюро не только в России, но и в мире

и лебедки, верхние приводы, талевые системы и роторы. То есть всё то, что приводит буровые установки в действие. На сегодняшний день именно в этот завод Газпромбанком вложено больше всего инвестиций. Здесь уже построены мощные металлообрабатывающие комплексы на базе импортного – японского, южнокорейского и немецкого – оборудования. Но процесс модернизации и развития УРБО продолжается.

Вторая площадка расположена в Тюмени – это завод БКУ, который «Уралмаш НГО Холдинг» приобрел в 2012 году. Сегодня на нем также работает около тысячи человек. Завод специализируется главным образом на выпуске сварных металлоконструкций. На нем производится сварка буровых вышек, циркуляционных систем, лестниц, площадок и так далее. Пока предприятие выпускает 14 тыс. т металлоконструкций в год. Но в этом году мы предполагаем завершить его модернизацию, после чего мощности производства будут доведены до 22 тыс. т металлоконструкций в год.

Третья площадка находится в городе Отрадном Самарской области – это завод «Нефтемаш», который «Уралмаш НГО Холдинг» приобрел в 2012 году. На предприятии работает порядка 400 человек. Выпускается здесь ежегодно чуть больше 3 тыс. т металлоконструкций. На «Нефтемаше» мы тоже проводим модернизацию, после которой планируется увеличить мощность производства до 5 тыс. т в год. В основном здесь так же, как и на БКУ, выпускаются сварные металлоконструкции и циркуляционные системы. Помимо этого, действуют производства таких

Отгрузка готовых буровых установок ООО «Уралмаш НГО Холдинг» заказчикам (единиц)



Источник: ООО «Уралмаш НГО Холдинг»

механизмов, как шнековые конвейеры и краны высокого давления. Единственное, что мы не делаем на «Нефтемаше», – это не варим сами буровые вышки. Это делается только на УРБО и на заводе БКУ.

Кроме трех перечисленных производственных площадок, у нас сервисная компания «Уралмаш-Техсервис», где работает около 250 человек. Это наша стопроцентная «дочка», которая осуществляет полное сервисное сопровождение буровых, как нашего производства, так и любого другого. В том числе выполняет ремонты верхних приводов, причем не только отечественных, но и импортных – Varco, Tesco, Bentec и других.

Большинство заказчиков требуют сегодня от нас уже не только отгрузить буровую установку, а привезти ее на точку бурения, смонтировать, запустить и сдать под ключ. Поэтому отгрузкой и доставкой буровых установок занимается наша логистическая служба, а принимает, собирает, запускает и обслуживает их компания «Уралмаш-Техсервис». Ремонт бурового оборудования это предприятие занимается на нашей екатеринбургской промышленной площадке.

Также мы обладаем одним из самых мощных «буровых» конструкторских бюро не только в России, но и в мире. Если сравнить «Уралмаш НГО Холдинг», допустим, с китайской компанией нефтяного оборудования Honghua Group Limited или американской National Oilwell Varco, то у нас работает примерно одинаковое количество конструкторов. В нашем холдинге их около 350 человек. В структуре ООО «Уралмаш НГО Холдинг» действует два конструкторских подразделения – в филиале в Екатеринбурге и в филиале «Нефтегазинжиниринг» в Волгограде. В екатеринбургском филиале у нас работает бывшая команда «буровых»



до 22

тыс. т металлоконструкций в год будут доведены мощности производства завода БКУ после модернизации

конструкторов «Уралмаша». А на волгоградском – недавно закрытого ВЗБТ.

Кстати, напомним, что в советские времена «Уралмаш» занимался тяжелыми буровыми установками – класса от 200 т до 700 т, а ВЗБТ – легкими установками. Соответственно, и сегодня наши конструкторы в Волгограде проектируют в основном мобильные буровые, а в Екатеринбурге – более тяжелые машины.

Номенклатура

– Какова номенклатура продукции и услуг «Уралмаш НГО Холдинг»?

– Наши возможности позволяют проектировать и производить сухопутные буровые установки всех типов, широкий спектр блочно-комплектного нефтегазового оборудования, а также оказывать полный комплекс сервисных услуг.

В частности, мы делаем мобильные установки класса от 160 т до 200 т, как на полупри-

цепах, так и самоходные. Семь таких машин мы поставили в 2013 году для ООО «Газпром бурение».

Также выпускаем кустовые машины класса от 160 т до 450 т, которые передвигаются на промислах от скважины к скважине по рельсам, разбуривая кустовые площадки. Именно к таким типам установок относится уникальная буровая «Екатерина», разработку и производство которой в 2007 году нашим предприятиям (тогда еще не в составе «Уралмаш НГО Холдинг») заказал «Газпром». Мы произвели тогда за год 11 таких машин, девять из которых были отгружены на Бованенково, две – на Уренгой. Сегодня они работают в различных частях России, в том числе на Чаянде в Якутии.

– В чем их уникальность?

– В состав этих буровых включен цементировочный комплекс, который обеспечивает при бурении сразу и цементирование скважин. Среди наших уникальных установок и буровая «Арктика» – их мы сделали четыре для ПАО «НОВАТЭК» и одну для Группы «Интегра». Это блочно-модульная установка, рабочее помещение которой полностью закрыто от ветра, осадков и мороза и обогревается изнутри горячим воздухом. Люди на ней могут работать в легкой одежде при любых погодных условиях. Сейчас эти установки задействованы на Ямале на Южно-Тамбейском месторождении и в Восточной Сибири на Куломбинском месторождении.



Кроме того, мы выпускаем стационарные машины класса от 200 т до 700 т. Таким образом, по сухопутным буровым мы выпускаем практически всю гамму установок.

Направления поставок

– На экспорт буровое оборудование поставляете?

– Зарубежными проектами мы плотно занимаемся, но, к сожалению, пока до поставок дело не дошло. Например, был у нас проект по Сирии, еще до войны. Мы практически создали совместную компанию – собирались даже организовать в Хомсе локализацию нашего производства. Но началась война, и это стало невозможно.

Очень активно взаимодействовали с Венесуэлой. Со своей стороны мы всё отработали и подготовили, но как только дело дошло до финансирования, процесс остановился. И в общем, понятно почему – экономическая ситуация в этой стране крайне тяжелая и последнее время только усугубляется.

У нас подписан контракт по Ирану на поставку 12 стационарных машин классом 450 т, но и здесь, к сожалению, наши иранские партнеры никак не могут решить вопрос финансирования. Хотя проектные работы по этому заказу нашими конструкторами давно завершены.

Так что на зарубежном направлении мы активно работаем и надеемся, что вскоре все-таки сможем успешно выйти на экспортные рынки.

– Какова мощность вашего производства по буровым и сколько вы выпускаете готовых установок в год?

– В настоящее время наш холдинг способен обеспечить ежегодно порядка 40 буровых в производстве, потому что цикл производства буровой установки в среднем составляет где-то девять месяцев. Сегодня мы выпускаем примерно 30 готовых машин в год, а в производстве их находится ежегодно как раз около четырех десятков.

– Кто выступает в качестве ваших основных заказчиков по буровым установкам?

– Если брать последние шесть лет до 2015 года, ключевым нашим заказчиком было ООО «Газпром бурение», которое до 2011 года входило в состав «Газпрома». А в 2015–2016 годах в портфеле заказов «Уралмаш НГО Холдинг» его место заняла «Роснефть», с которой мы подписали контракты на поставку в общей сложности 28 буровых установок. Сейчас эти заказы выполнены и все отгруженные нами установки находятся в эксплуатации. Напомню, что в структуре «Роснефти» есть специализированная компания ООО «РН-Бурение», с которой мы главным образом и взаимодействуем.

Вторую и третью позицию после ООО «РН-Бурение» занимают «Сургутнефтегаз» и ERIELL. Компании «Сургутнефтегаз» мы поставили 11 буровых установок буквально в позапрошлом году. Все они сегодня находятся в работе.

– Раньше многие шутили, что «Сургутнефтегаз» – не нефтегазовая, а буровая компания. Потому что они бурили больше всех в России...

– А они и сейчас больше всех бурят. Был, наверное, года два назад период, когда по проходке в бурении их обогнала буровая компания «Евразия», которая до недавнего времени лидировала в нашей стране по количеству буровых установок и буровых бригад. Но затем «Сургутнефтегаз» вернул себе пальму первенства и продолжает идти по показателям бурения впереди всех. Хотя буровое подразделение «Сургутнефтегаза» не столь мощное, как у компании «Евразия» и тем более у «РН-Бурения». Так как именно дочернее предприятие «Роснефти»

Доля собственного производства на сегодняшний день составляет около

85%



Основными нашими конкурентами на российском рынке как были, так и остаются китайские производители буровых установок



сейчас вышло на первое место в России по количеству буровых установок и буровых бригад.

Ну и вернувшись к вопросу о том, кто является нашими заказчиками, добавлю, что буровые установки мы делаем практически для всех отечественных нефтегазовых и сервисных компаний.

– В какие регионы вы в основном отгружаете сейчас свою продукцию?

– Пока основное направление наших поставок – Западная Сибирь. Это, в частности, районы Нефтеюганска и Нижневартовска, где работает «Роснефть». Если говорить об отгрузках под проекты «Газпрома», в этом году мы отгрузили две машины для нефтесервисной компании ERIELL в районе Уренгоя.

Мы ожидали, что будут крупные заказы на буровое оборудование в рамках освоения «Газпромом» Восточной Сибири, но, к сожалению, пока мы не видим какой-то большой активности на этом направлении. Тем не менее если она появится, мы к этому давно готовы.

Конкуренты

– Кто является основными конкурентами вашего холдинга среди российских и зарубежных компаний?

– Среди отечественных компаний у нас сегодня нет серьезных конкурентов. Конечно, в последние четыре года на российский рынок комплектных буровых установок вышли новые производители, ранее специализировавшиеся на выпуске отдельных узлов бурового оборудования. Это – ПГ «Генерация» (ОАО «Буланашский машиностроительный завод»), ЗАО «УСПК» (Урало-Сибирская промышленная компания) и ООО «Кливер». С другой стороны, в 2014–2015 годах обанкротились крупнейшие наши прямые конкуренты – ВЗБТ и ГК «Кунгур» (ОАО «Кунгурский машзавод»).

Западные производители буровых установок, Bentes, Drillmes и другие, прежде всего американцы, немцы и итальянцы, в последние четыре года занимали не более 13 % российского рынка. Румыны, которые раньше были одними из основных зарубежных поставщиков бурового оборудования в СССР и Россию, судя по всему, ушли с рынка сухопутных установок. По крайней мере, я их нигде не вижу на тендерах, в которых мы участвуем. По-видимому, потому что сейчас румынская компания Upretrom концентрирует внимание на освоении офшорного оборудования.

Основными нашими конкурентами на российском рынке как были, так и остаются китайские производители буровых установок, такие, например, как HongHua, HaiHua, RG Petro-Machinery и DFXK Petroleum Machinery.

– Как им это удается?

– Высокие ставки по кредитам российских банков позволяют китайским компаниям, предлагающим лучшие условия финансирования поставок своей продукции, а также пользующимся мощной поддержкой со стороны своего государства, успешно продолжать экспансию на российский рынок.

Конечно, в компаниях, которые имеют опыт использования китайской буровой техники, часто жалуются, что проходит год-два и приходится вагонами закупать запчасти. Однако основным критерием выбора поставщика по-прежнему остается низкая цена. Но если год назад китайцы догнали и даже перегнали нас в цене, благодаря чему мы стали побеждать их практически во всех тендерах, проводимых в России, то теперь ситуация кардинально изменилась. Дело в том, что в последнее время в Китае резко снизилась потребность в новых буровых установках. Поэтому китайские заводы, ощущая дефицит заказов, стали очень сильно демпинговать.

По некоторым позициям они и сейчас дороже нас. Допустим, по верхним приводам. Поэтому совсем недавно мы выиграли большой тендер по поставке верхних приводов для «Роснефти». А вот на буровые установки пошел мощный демпинг, как это было и раньше. Возможно, конечно, это лишь временное явление, но с начала 2017 года ситуация именно такова.

Импортозамещение, инновации, кооперация

– Насколько велика доля импортных узлов в выпускаемой вами продукции?

– Если оценивать в деньгах, то сейчас доля импортных комплектующих в нашей продукции составляет примерно 25 %. В основном это европейское, американское и китайское оборудование. Но далеко не всегда потому, что мы не можем чего-то сделать в России. На самом деле мы производим буровые установки в соответствии с техническими требованиями заказчика, который зачастую хочет иметь в составе установки тот или иной узел от конкретного производителя. Например, системы очистки, электродвигатели, системы контроля параметров бурения, центробежные насосы для перекачки бурового раствора. Поэтому здесь есть моменты, которые от нас не зависят.

Несмотря на это, мы совместно с целым рядом отечественных предприятий достаточно плотно занимаемся импортозамещением. И, думаю, года через полтора-два

будем способны выпускать полностью российскую машину. Так, на заводах России начат выпуск отечественной системы очистки – мы ее испытали, а теперь будем закупать и ставить на наши базовые буровые установки.

Отечественные электродвигатели главных приводов буровых установок разработали на лысьвенском заводе «Электропром» и Снежинском заводе специальных электрических машин. Оборудование первого предприятия сейчас взяли на испытания мы, а второго – уже испытано буровиками в «Роснефти».

До последнего времени мы были вынуждены закупать исключительно по импорту у немецкой Bentes систему управления буровой лебедкой джойстиком из кабины бурильщика. Сегодня аналогичные отечественные системы разработаны и подготовлены к производству НПП «Старт» им. А. И. Яскина, НПО автоматики им. академика Н. А. Семихатова и новосибирской компанией «РосИнжиниринг». В настоящее время мы проводим их промышленные испытания.

Параллельно с созданием аналогов импортного оборудования мы активно занимаемся разработкой и внедрением инноваций. Например, до сих пор нам очень дорого обходилось производство кабины бурильщика. Дело в том, что на буровой она находится в зоне загазованности, соответственно, всё оборудование в ней – взрывозащищенное. Именно оно, как правило, и самое дорогое. Как, допустим, и бытовой компьютер взрывозащищенный будет стоить на порядок выше обычного. Но мы нашли способ уйти от необходимости использовать в кабине бурильщика именно взрывозащищенное оборудование. В кабину делается постоянный наддув воздуха, который, выходя из кабины, просто не пускает газ внутрь. В итоге оборудование здесь может быть не взрывозащищенным.

– Инновациями вы много занимаетесь?

– Достаточно много. Сейчас, например, разрабатываем буровые насосы нового поколения. Программа НИОКР у нас весьма обширна. К примеру, с «Газпром нефтью» подписали протокол о сотрудничестве, в рамках которого мы занимаемся

разработкой верхнего привода под офшорные буровые, автоматизированного ключа для развинчивания и свинчивания бурильных труб и как раз нового бурового насоса. С ООО «Газпромнефть-Сахалин» у нас подписаны соответствующие протоколы и созданы рабочие группы. Так что активно работаем на этом направлении.

– Насколько глубока кооперация холдинга с другими российскими предприятиями?

– Степень кооперации с отечественными предприятиями по мере развития нашего холдинга тоже снижается. Если в 2011 году доля собственного производства у нас была порядка 25 %, то сегодня она уже около 85 %. Конечно, иногда мы размещаем большие заказы по кооперации. Ведь случаи разные бывают. Например, мы можем выиграть сразу несколько крупных контрактов с одними и теми же сроками поставок, а хочешь не хочешь, но производственный цикл буровой установки – девять месяцев. В то же время смысла кардинально наращивать собственные производственные мощности нет, чтобы они не стали избыточными.

Впрочем, есть направления кооперации, которые мы заинтересованы поддерживать и развивать. Допустим, та же электрика, а также «мозги буровой установки» КТУ (комплектные тиристорные устройства) и НКУ (низковольтные комплектные устройства) – это у нас традиционно идет по кооперации. Всё это делают российские компании.

Кстати, совсем недавно мы подписали с немецкой Siemens и компанией «Электропром» соглашение о сотрудничестве в создании техники для офшорных буровых с локализацией производства Siemens в Санкт-Петербурге. Это оборудование можно будет использовать и в сухопутных установках. Мы будем давать им задание, а они станут разрабатывать и производить необходимое нам оборудование.

Стратегия и перспективы

– Что представляет собой стратегия развития ООО «Уралмаш НГО Холдинг»?

– Стратегия бизнеса – получить как можно большую часть рынка.

Стратегия производства – довести производительность наших мощностей до уровня в 50 буровых установок различного класса в год. Для этого реализуется инвестиционная программа размером

около
4 млрд
рублей

Стратегия производства – довести производительность наших мощностей до уровня в 50 буровых установок различного класса в год. Для этого реализуется инвестиционная программа размером около 4 млрд рублей. На сегодняшний день мы уже освоили порядка 2,5 млрд. Думаю, в следующем году полностью завершим этот процесс. Это крайне важно, потому что без высокотехнологичного и высокоточного механообрабатывающего оборудования уже не сделаешь того, что делается в мире. Например, верхние приводы, которые у нас до сих пор никто не делал, мы покупали американские, немецкие и канадские. Сейчас мы вышли



С 2008 года средняя глубина новых скважин увеличилась на

10%



Объемы бурения и отгрузка буровых установок в России в 2006–2016 годах



Источник: ООО «Уралмаш НГО Холдинг»

на их производство и с успехом поставляем на рынок. Теперь будем расширять линейку – сегодня мы делаем класса 320 т, а задача – освоить приводы выше и ниже классом.

В более отдаленной перспективе наша стратегия предполагает выход на морские технологии и на рынок офшорных буровых. Для этого в нашем холдинге уже создано специальное конструкторское бюро. В принципе мы уже готовы к тому, что потребуются в этой части от нас, что подтверждено, в частности, ООО «Газпром флот». Если что-то и будет необходимо дополнительно, то, скорее всего, это будут какие-то точечные вложения. Например, закупка какого-либо станка для обработки конкретной детали.

– С чем вы связываете перспективы дальнейшего развития холдинга и рынка, на котором работаете?

– Бурение, на которое мы завязаны, очень чувствительно к мировым ценам на нефть. Когда цена падает – урезаются и инвестиционные программы наших заказчиков. А они, естественно, в первую очередь сокращают именно объемы бурения. Соответственно, закупки бурового оборудования падают. Поэтому делать какие-то прогнозы – дело неблагоприятное. Но проанализировать ситуацию можно.

По прогнозам экспертов, снижение объемов добычи нефти в 2017 году, согласованное с ОПЕК и другими странами – производителями углеводородов, не окажет влияния на объемы бурения в России. С учетом постепенного снижения производства нефти в первом полугодии нынешнего года с 11,2 млн до 10,9 млн баррелей в сутки суммарный объем добычи нефти по итогам 2017 года останется на уровне 2016-го – около 546 млн т.

Большая часть нефти в России производится на месторождениях Западной Сибири – порядка 300 млн т в год. На их долю приходится 78 % проходки в эксплуатационном бурении и 52 % – в поисково-разведочном.

Но из-за постепенного истощения этих месторождений добыча на них падает. Даже для поддержания производства нефти на уровне минувшего года необходимо существенно наращивать объемы бурения. Например, в 2015 году добыча нефти в нашей стране увеличилась на 1,3 %, а бурение – на 10 %, в 2016-м рост составил 2 % и 12 % соответственно. Так, «Роснефть» увеличила добычу углеводородов в 2016 году на 4 %, бурение – на 35 %. В свою очередь, «Сургутнефтегаз» нарастил производство на 0,2 %, а бурение – на 7 %.

С 2018 года разработчики российских месторождений, в которых остаточные запасы нефти превышают 150 млн т, а степень обводнения превышает 90 %, получают налоговые льготы в виде снижения налога

на добычу полезных ископаемых (НДПИ) вдвое. Обязательным условием для получения льгот является подтвержденный факт увеличения бурения в три раза. Соответственно, компании, разрабатывающие месторождения, отвечающие этим условиям, будут стремиться наращивать объемы проходки.

Если прогнозировать с учетом парка буровых, имеющегося в России, и его изношенности, то перспективы у нас тоже достаточно неплохие. Сейчас в нашей стране работает чуть более тысячи буровых установок. Порядка 70 % из них физически и морально устарело. Безусловно, проводится их реконструкция и модернизация, но современные стандарты и технологии бурения диктуют их полную замену. От этого зависит скорость и эффективность проходки, оперативность мобилизации бурового оборудования, а соответственно, и сроки строительства скважин.

Достаточно сказать, что сегодня в России мы наблюдаем тенденцию увеличения средней глубины новых скважин с 2008 года на 10 %, а также наращивания объемов горизонтального бурения с того же времени в три раза. Это указывает на растущую потребность в использовании новых, более тяжелых мобильных буровых установках грузоподъемностью 200–250 т, а также стационарных и кустовых грузоподъемностью 250–400 т.

Конечно, позволить себе обновление парка буровых могут далеко не все. Более мелкие игроки вынуждены заниматься ремонтами и модернизацией, так как на покупку нового оборудования у них просто не хватает средств. Так, с 2013 года объем российского рынка буровых установок для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения снизился на 40 %, до уровня 2009–2011 годов.

С другой стороны, наблюдается увеличение объемов рынка узлов и ЗИП (запасных частей, инструментов и принадлежностей) к буровому оборудованию – с 2012 года рост составил около 22 %.

Позволить себе закупать новые буровые установки сегодня могут только крупные компании, в первую очередь такие, как «Роснефть» и «Сургутнефтегаз», в составе которых есть собственные буровые подразделения. Например, «Сургутнефтегаз» всегда, как только возникает какой-то кризис, закупает новые буровые. А буровикам, которые «на вольных хлебах», сейчас значительно тяжелее.

Между тем основные перспективы развития нашего холдинга связаны главным образом с широкомасштабным выходом отечественных нефтегазовых компаний в Восточную Сибирь и на континентальный шельф России. Поэтому, планируя свое развитие, мы во многом ориентируемся на будущие потребности именно Группы «Газпром». ■

Рост объемов рынка узлов и ЗИП (запасных частей, инструментов и принадлежностей) к буровому оборудованию с 2012 года составил около

22%

ИМПОРТООПЕРЕЖЕНИЕ

ИНТЕРВЬЮ > На вопросы журнала отвечает заместитель генерального директора по техническим продажам и инновациям ПАО «ТМК» Сергей Чикалов

БЕСЕДУЕТ > Михаил Краснов

ФОТО > ПАО «ТМК»

Сергей Геннадьевич, как известно, «Газпром» работает в сложнейших регионах: на Ямале, Востоке России, арктическом шельфе. Раньше ставка делалась на трубы иностранного производства – к примеру, японские. Однако сегодня «Газпром» почти на 100% перешел на отечественную продукцию. За счет чего ТМК удалось заменить зарубежных поставщиков?



– За прошедшие 16 лет с момента появления ТМК мы создали нового игрока не только на российском, но и на мировом рынке. Компания уже восемь лет подряд сохраняет мировое лидерство по объему реализации стальных труб.

Во-первых, это обновленная производственная база на наших заводах. Это осмысленная стратегия компании по созданию новых производственных фондов. В плане технической оснащенности и освоения технологий – особенно это каса-



ется производства бесшовных труб, нашей ключевой продукции, – ТМК сегодня является самой передовой компанией в мире. Мы достигли этого благодаря реализации Стратегической инвестиционной программы техперевооружения наших предприятий, которую начали в 2004 году, а завершили в 2014-м. В течение десяти лет была проведена глубочайшая реконструкция и модернизация производства стоимостью более 4 млрд долларов. Мы создали за это время совершенно

новую технологическую базу и в сталеплавильном производстве, и в прокатном. В итоге ТМК сегодня практически полностью обеспечивает себя собственным металлом и имеет возможность делать практически любые марки сталей и типы труб на трех современных станах, реконструированных в XXI веке. Чтобы так системно поменялись активы – такого нет ни у одной компании в мире.

Последние несколько лет мы занимаемся шлифовкой, допол-

В течение десяти лет была проведена глубочайшая реконструкция и модернизация производства стоимостью более 4 млрд долларов. Мы создали за это время совершенно новую технологическую базу и в сталеплавильном производстве, и в прокатном



Северского трубного завода – даже столетия, так как он основан почти 280 лет назад.

Третий момент – это наука. Есть система создания новых продуктов. Очень важно, что это законченный бизнес-процесс, от нахождения потребности до ее формализации в бизнес-плане и последующем выведении на рынок. Это наше важное конкурентное преимущество. В рамках такой системы мы осваиваем в год порядка 40–50 новых продуктов. Совокупно Российский и Американский дивизионы продают в год на 170 млн долларов новой продукции. Сейчас доля высокотехнологичной продукции в структуре продаж ТМК составляет около 30–35%. В будущем мы рассчитываем постепенно увеличить ее до 50%.

Наша история развития неразрывно связана с «Газпромом». ТМК сотрудничает с газовой корпорацией почти с момента основания – между нами действует уже пятое соглашение о научно-техническом сотрудничестве. А если брать Волжский трубный завод (ВТЗ), то еще раньше. «Газпром» подписал с ним программу практически 20 лет назад, в конце 1990-х, когда завод еще не входил в ТМК. В результате российским трубникам удалось полностью импортозаместить трубы большого диаметра (ТБД). Отмечу, что у «Газпрома» много интересных проектов, требования в которых значительно более высокие, чем принято в мировой практике. Так что для нас «Газпром» – драйвер технических требований, а мы под эти требования готовим свои продукты. В результате в 2017 году мы ожидаем, что «Газпром» на 100% перейдет на отечественные трубы.

ТБД

– Насколько сложно было ТМК освоить производство труб большого диаметра, которые были необходимы «Газпрому»?

– Трубы большого диаметра в ТМК – это Волжский завод, который был построен в 1970 году, чтобы снизить закупки этого вида труб Советским Союзом, в том числе для газовых проектов. Сегодня мы делаем разнообразную продукцию, которая применяется «Газпромом» в различных сегментах. Это и спиральношовные трубы, и прямошовные. У спиральношовных труб есть свои преимущества, например, в эксплуатации при давлении до 9,8 МПа. Но понимая, что условия становятся сложнее, давления растут и условия эксплуатации меняются, десять лет назад на ВТЗ была смонтирована новая линия по производству прямошовных труб. Эта линия делает практически любые продукты, которые использовались при строительстве газопроводов Бованенково–Ухта и Бованенково–Ухта – 2, Ухта–Торжок, «Сила Сибири». Линия также квалифицирована для изготовления труб для подводных трубопроводов, таких как «Северный поток – 2» или «Турецкий поток». Понимая, куда развиваются требования «Газпрома», мы работаем над отдельными видами продукции – например, над трубами для активных тектонических разломов и трубами со сталью прочностью X100.

– ТМК активно сотрудничает с «Газпромом» в России. Есть ли примеры сотрудничества за рубежом?

– Мы знаем, что «Газпром» входит в ряд зарубежных проектов, мы их отслеживаем, общаемся с коллегами, выясняем, как можно использовать наши компетенции, однако

≈ 11 тыс. т труб

специальных видов планируется поставить «Газпрому» в 2017 году в рамках договора «будущей вещи»



поставки пока носят разовый, несистемный характер. Рассчитываем, что в «Газпроме» учтут наш опыт и будут привлекать нас к такой работе.

– В рамках договора «будущей вещи» ТМК разрабатывает и производит для «Газпрома» трубную продукцию нового поколения. В чем особенность этой продукции?

– Для ТМК это уникальный опыт, когда «Газпром» доверил нам через гарантированные объемы реализации и согласованные цены создание новых продуктов. Суть договора в том, что мы взяли на себя ответственность за определенное время и за свои деньги освоить производство импортозамещающих продуктов. Это серьезная продукция, которая покупалась по импорту: трубы специальных хромоникелевых сплавов, из стали мартенситного класса 13 Хром и Суперхром, трубы с технологией сухой смазки GreenWell, трубы в сероводородостойком исполнении. Всего в договоре шесть

групп продуктов, из них на конец прошлого года пять уже освоено, а по четырем были поставки «Газпрому». К середине текущего года мы освоим последнюю группу продуктов, а всего в 2017 году в рамках договора планируется поставка примерно 11 тыс. т труб специальных видов.

Нам такая форма работы очень важна, так как кроме задач, которые ставит перед нами потребитель, мы еще получаем долгосрочные гарантии загрузки и оплаты. Договор заключен на несколько лет, и мы уверены, что он будет реализован и с точки зрения создания продуктов, и в части реализации объемов. – Как от импортозамещения ТМК перешла к импортоопережению?

– Когда мы говорим про импортозамещение, то речь идет о конкретной проблеме создания в России аналогов того, что было разработано за рубежом. После того как в «Газпроме» была организована системная работа в этом направлении, доля отечественной трубной продукции в его закупках составляет практически 100 %. То есть проблема трубного импортозамещения для «Газпрома» решена.

Но у «Газпрома» много проектов, по которым бывают специфические и очень сложные технические требования к продукции, аналогов которой не существует. Понятно, что под такие задачи надо делать собственные разработки. Мы начали заниматься этой темой два-три года назад, когда поняли, что всё, что производится в мире, мы так или иначе делать научились или почти научились. Импортоопережение – это о создании продукта, которого еще нет в мире, а также о его использовании в России и за ее пределами. Создание уникальных решений. Понятно, что в мире существуют различные факторы, которые могут оказывать влияние на распространение такой продукции, но мы уверены, что рынок всё равно будет

работать по своим правилам. Если этот продукт требуется на рынке, будут и поставки.

Специальные сегменты

– Конек иностранных компаний – трубы, способные работать в сложнейших средах: углекислых, сероводородных, с высоким давлением. Они также предлагают особые резьбовые соединения. Тем не менее ТМК успешно конкурирует на мировом трубном рынке, поставляя свою продукцию в десятки стран. Как удалось этого достичь? За счет низкой цены или технологических новшеств?

– Исторически сложилось, что западные компании начинали работать в районах с труднодоступными ресурсами, в том же Северном море, что подталкивало к развитию. Мы в России одно время работали в более простых условиях, но освоение «Газпромом» новых месторождений стало хорошим толчком для перехода на производство более сложных продуктов. Сначала изготовление таких продуктов носило разовый характер, то есть были понятные задачи: например, Астраханское газоконденсатное месторождение, где есть свои условия эксплуатации, Оренбург, районы Крайнего Севера. Сегментированные ниши с небольшими объемами интересных и очень сложных продуктов.

Какое-то время у российских трубников, и у нас в том числе, руки не доходили до специальных сегментов – мы покрывали общую потребность. Но постепенно мы вышли на них: формируя технологическую базу и свою науку в рамках программ научно-технического сотрудничества с «Газпромом», а потом и в других формах, например договора «будущей вещи». Сегодня ТМК реагирует с опережением, и чем раньше мы понимаем, что нужно нашему клиенту, тем быстрее к этому приспосабливаемся, потому что мы можем делать практически всё, просто на это «всё» требуется какое-то определенное время.

Прямой работой с коллегами мы пытаемся решать не только глобальные, но и частные задачи. Какая-то специфика эксплуатации отдельного куста скважин. Или подняли трубы, посмотрели, если есть там какие-то вопросы – даже если трубы не наши,

а другого поставщика, мы можем дать свое экспертное мнение. Это тоже очень важно, ТМК верят за счет отношений, возможностей, которые были созданы за прошедшие 15 лет.

То есть мы делаем не хуже, а местами лучше конкурентов, делаем безусловно быстрее, ну и существуют ценовые аспекты. Есть специальные механизмы, в том числе с «Газпромом» – тот же самый договор «будущей вещи», который предполагает, что на период окупаемости продукция выпускается по закупочной цене не выше импортной на аналогичную продукцию. То есть «Газпром» не платит больше, чем платил бы за зарубежное оборудование, но при этом получает российский продукт. Ну а после налаживания производства может прийти и другое ценообразование, более выгодное для «Газпрома».

Еще один важный момент: у нас есть предложения для любых сегментов рынка премиальных соединений благодаря нашей линейке ТМК UP. Она включает в себя порядка 120 соединений разных типов. Мы можем делать продукты для различных условий строительства и эксплуатации скважин, включая наиболее сложные – скважины с большими горизонтальными участками, сверхглубокие скважины, скважины для специальных способов добычи, в том числе для сланцев, для тяжелой нефти. Сложившийся 16-летний опыт ТМК дает хорошую основу, чтобы мы не просто реагировали на то, что рынку нужно, а предлагали решения, которые рынок только обозначил.

– ТМК – компания с собственным исследовательским кластером, который сейчас расширяется. Для чего вам третий центр в «Сколково»? Неужели не хватает центров в Челябинске и Хьюстоне?

– Высокотехнологичная компания всегда поддерживает себя через разработки. Это весьма затратный сектор, но если инвестиции направлены на создание конкретных продуктов, то они почти всегда окупаются. Традиционно в ТМК разработками занимался челябинский РосНИТИ, он и сегодня остается ключевой базой нашей корпоративной науки. При этом сама научная база и набор компетенций РосНИТИ в основном направлены на техно-

логические процессы, на их совершенствование, на разработку новых продуктов, связанных непосредственно с трубой, материалов и способов нанесения покрытий. Центр, который мы запустили в Хьюстоне, в основном направлен на разработку и создание резьбовых соединений и их испытание. Понятно, что это деление условно, корпоративная наука играет стратегическую роль для всей компании, но тем не менее такое распределение существует.

Когда мы говорим про «Сколково», то имеем в виду необходимость развивать определенные компетенции. Например, нам не хватает испытательной базы для резьбовых соединений, особенно для обсадных труб большого диаметра, потому что наша база в Хьюстоне имеет ограничения по диаметру. Нам не хватает полигонных испытаний и компетенций, связанных с развитием концептуального инжиниринга. Есть смысл какие-то вещи делать непосредственно здесь, на площадке, которая находится ближе к головным офисам наших потребителей. Это тоже одна из задач «Сколково», тем более что оно будет полигоном для исследований Корпоративного университета ТМК, над созданием которого мы сейчас активно работаем. Предполагается определенное перераспределение между РосНИТИ и Сколковским научно-техническим центром по компетенциям: РосНИТИ будет больше заниматься процессами технологическими, а «Сколково» – больше продуктами.

– Часто отечественные компании внедряют иностранные разработки. А нет ли обратного процесса?

Не применяете ли вы разработки РосНИТИ за границей, в тех же США, например? Или это исключительно внутренняя история?

– Мы считаем, что наши отечественные разработки могут представлять большой интерес для иностранных покупателей трубной продукции, в связи с чем разрабатываем план НИОКР, который определяет приоритеты компании с учетом потребностей нашего Американского дивизиона. Мы помогаем нашим американским коллегам в тех или иных процедурах освоения некоторых продуктов, продвигаем отечественные разработки на американском рынке. ■

ВОЙТИ В ДЕСЯТКУ

«Газпром нефть» наращивает добычу

10



В 2016 году «Газпром нефть» нарастила добычу углеводородов, обеспечив при этом воспроизводство запасов на уровне 122%. Компания увеличила эффективность бурения скважин в горизонтальных участках, ввела в эксплуатацию ряд важных инфраструктурных объектов как внутри страны, так и за рубежом. Были проведены успешные работы в области трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов. Несмотря на то что «Газпром нефть» соблюдает условия соглашения между странами ОПЕК и Россией, среднесуточные показатели в 2017 году превысят прошлогодние.

ТЕКСТ > Александр Фролов

ФОТО > ПАО «Газпром нефть»

Расти, снижая добычу

«Газпром нефть» – одна из наиболее успешных и эффективных компаний не только Группы «Газпром», но и в мире. Ее подход к освоению новых месторождений можно охарактеризовать как основательный и высокотехнологичный. Несмотря на то что звучит это высокопарно, дело не в корпоративной сути нашего издания. Дело в фактах. Последние годы



«Газпром нефть» является мировым лидером по темпам прироста добычи.

Если в 2010 году суммарное производство углеводородов компании насчитывало 52,8 млн т нефтяного эквивалента (н.э.), то в 2016-м этот показатель достиг 86,2 млн т. Конечно, можно заметить, что за этот период «Газпром нефть» развернула бурную деятельность за рубежом. Но добыча на традиционных активах также выросла – с 32,55 млн т н.э. до 43,65 млн т н.э. Стратегическая цель компании – к 2020 году довести уровень добычи до 100 млн т н.э. Очевидно, что при сохранении текущих темпов добычи эта цель будет перевыполнена. Этому не помешает даже соглашение между Россией и ОПЕК.

Напомним, что в конце 2016 года наше государство присоединилось к соглашению стран картеля по сокращению добычи нефти. Члены Организации стран – экспортеров нефти договорились о снижении добычи черного золота на 1,2 млн баррелей в сутки с января 2017 года. В свою очередь Россия взяла на себя обязательство снизить добычу на 300 тыс. баррелей. Эта мера должна была оказать благотворное влияние на рынок. За отправную точку, от которой предлагалось сократить производство, были взяты показатели октября 2016 года. Этот месяц был для нашей страны крайне успешным – 11,2 млн баррелей в сутки, что близко к абсолютному рекорду (1987 год – 11,42 млн баррелей в сутки).

В числе октябрьских рекордсменов была и «Газпром нефть». Она подняла среднесуточный показатель добычи со 157,4 тыс. т во втором квартале до 165,1 тыс. т в третьем и до 173,4 тыс. т (примерно 1,2 млн баррелей) на октябрьском пике. Компания взяла на себя обязательство уменьшить добычу в России

на 2,7% от уровня октября, и во втором квартале 2017 года среднесуточный уровень добычи, включающий международные проекты, снизится до 170,1 тыс. т в сутки. Это превышает аналогичные показатели годичной давности.

Обратим также внимание на то, что проекты «Газпром нефти» на территории Ирака (включая Иракский Курдистан) на сегодняшний день не подпадают под действие соглашения. И они достойны отдельного рассмотрения.

Зарубежье

На месторождении Бадра, расположенном рядом с иракско-иранской границей, в 2016 году были введены в эксплуатацию первоочередные сооружения инфраструктуры производительностью 15,5 тыс. т в сутки. Также компания запустила четыре новые скважины. Суточная добыча за год выросла с 5,743 тыс. т до 7,736 тыс. т.

Если в 2010 году суммарное производство углеводородов «Газпром нефти» насчитывало 52,8 млн т нефтяного эквивалента (н.э.), то в 2016-м этот показатель достиг

86,2 млн т

Всего на территории Ирака «Газпром нефть» реализует четыре проекта. Три из них находятся на территории Курдского региона республики. В начале 2016 года Gazprom Neft Middle East (дочерняя компания «Газпром нефти») приняла в операторское управление расположенное в регионе месторождение Sarqala (блок Garmian). А в мае компания согласовала с правительством Курдского региона план разработки месторождения Sarqala.

В конце 2016 года компания объявила об открытии нового месторождения в Сербии с промышленными запасами 432 тыс. т. Naftna Industrija Srbije (NIS) – это крупнейший зарубежный актив «Газпром нефти». Черное золото нового месторождения Иджош Север расположено на глубине 2268–2287 м. Эксплуатационное бурение на Иджош Север начнется в текущем году.

Раскалывающая лед

В 2016 году «Газпром нефть» запустила два крупнейших нефтяных месторождения на Ямале. Во-первых, была введена в промышленную эксплуатацию инфраструктура Восточно-Мессояхского месторождения (мощность 6 млн т в год). Началась сдача черного золота в систему «Транснефти».

Во-вторых, пожалуй, самым громким событием прошлого года можно назвать работы на Новопортовском месторождении. Здесь были введены в эксплуатацию технологические объекты, которые обеспечат годовую добычу на уровне 5,5 млн т. А кроме этого, в мае компания запустила терминал «Ворота Арктики», который позволяет обеспечить круглогодичную отгрузку 8,5 млн т ямальской нефти.

К настоящему моменту уже приступили к работе два танкера ледового класса Arc7, предназначенных для вывоза нефти с Нового Порты.

ДОЛЯ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ СКВАЖИН В ОБЩЕМ ОБЪЕМЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» ВЫРОСЛА:

2015 – 44% (563 скважины)
2016 – 52% (674 скважины)

Всего планируется построить шесть подобных судов. Без сопровождения ледокола такие танкеры могут преодолевать лед толщиной до 1,4 м носом и до 1,8 м – кормой.

В ноябре 2016 года на Выборгском судостроительном заводе на воду был смущен дизель-электрический ледокол «Александр Санников». Это судно предназначено для сопровождения танкеров в акватории Обской губы. До передачи ледокола «Газпром нефти» планируется провести швартовые и ходовые испытания. Ввод в эксплуатацию ожидается в текущем году. Однако в зимне-весенний период 2017–2018 годов потребуются провести «полевые» ледовые испытания. В то же время «Газпром нефть» получит второй ледокол – «Андрей Вилькицкий».

В марте 2017 года на двух скважинах Новопортовского месторождения впервые был проведен 20-стадийный гидроразрыв пласта (ГРП). Операция осуществлялась при поддержке Научно-технического центра «Газпром нефти». Стартовый суточный дебит одной из скважин составил 188 т нефти.

На Приразломном месторождении, единственном разрабатываемом месторождении на шельфе российской Арктики, в 2016 году объем накопленной добычи превысил 3 млн т.

Нетрадиционные миллионы

«Газпром нефть» продолжает вовлекать в производство трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ) и нетрадиционные углеводороды. С начала активной работы с ТРИЗ в 2011 году компания вовлекла в разработку более 150 млн т нефти. А к 2020 году планируется довести объем вовлеченных в разработку трудноизвлекаемых запасов примерно до 300 млн т.

В 2016 году в области ТРИЗ особое внимание уделялось ачимовской толще. «Она обладает огромным потенциалом, способным обеспечить восполнение ресурсной базы и внести вклад в устойчивое развитие ПАО «Газпром нефть», – отметил заместитель председателя правления, первый заместитель генерального директора ПАО «Газпром нефть» Вадим Яковлев.

Компания создала проектный офис «Большая Ачимовка». Его ключевой задачей является организация и координация работ по комплексному изучению ачимовской толщи – от построения региональных моделей до организации опытно-промышленных работ и преодоления технологических вызовов. На 2017 год намечены испытания ряда скважин, геологоразведка, создание базы данных, подбор технологий, поиск технологических партнеров и прочие работы.

Баженовская свита, в свою очередь, – это не только «русский сланец», но и полигон для новейших технологий, а также перспективнейшее месторождение (в отношении бажена это понятие можно использовать лишь условно), способное дать компании более 400 млн т черного золота. Извлекаемые ресурсы текущего портфеля превышают 96 млн т.

Специфика углеводородов, которые скрывает баженовская свита, требует новейших подходов. При этом нельзя просто перенести имеющийся опыт по освоению сланцевой нефти в США на бажен, так как технологии необходимо адаптировать к местным геологическим условиям.

К настоящему моменту «Газпром нефть» построила 16 скважин на баженовскую свиту, для исследований извлечено 617 м керна. В 2017 году на бажене планируется провести ряд гидроразрывов (в том

числе многостадийных) и дополнительные исследования.

В десятку

Нам осталось сказать о новых технологиях, без которых современная нефтедобыча обойтись не может, позволяющих нарастить эффективность производственных процессов.

Всего за пять лет «Газпром нефть» смогла повысить эффективность бурения в горизонтальных участках с 67 до 90%. В то же время средняя стоимость бурения скважины на освоенных месторождениях снизилась с 3,4 млн долларов до 1,6 млн долларов (хотя в данном случае немало влияние оказала девальвация рубля).

Доля высокотехнологичных скважин в общем объеме эксплуатационного бурения «Газпром нефти» выросла с 44% (563 скважины) в 2015 году до 52% (674 скважины) в 2016-м. Притом в 2016 году «Газпром нефть» впервые провела 30-стадийный гидроразрыв пласта (на Южно-Приобском месторождении), применила полный цикл технологий разработки сланцевой нефти для освоения баженовской свиты (на Краснотенском месторождении) и провела повторный многостадийный ГРП (на Вынгапуровском месторождении). Кроме того, впервые были построены горизонтальные скважины по технологии fishbone (на Восточно-Мессояхском месторождении).

Сегодня «Газпром нефть» входит в дюжину крупнейших нефтедобывающих компаний мира. Высокие темпы роста, освоение новых технологий и вовлечение в производство ранее недоступных углеводородов делает возможным достижение стратегической задачи – войти в число десяти крупнейших мировых производителей нефти. ■



Андрей Разумов,
директор по работе
с корпорациями
Thomson Reuters



Дорогие коллеги! Компания Thomson Reuters – это не только всемирно известное новостное бюро Reuters, но и давний партнер ПАО «Газпром» в предоставлении информационно-аналитических материалов. Сегодня Thomson Reuters является поставщиком современных решений в области финансов, рисков, налогов и международного права, которые помогают оптимизировать работу компании в целом. Мы хотели бы представить вашему вниманию обзор о тенденциях развития рынка СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Надеемся, что сможем создать серию интересных статей, которые будут отражать основные тренды на мировом энергетическом рынке.

СПГ в АТР

Тенденции развития рынка в 2016 году
и перспективы на 2017-й



ТЕКСТ > Анна Катрин Бревик, руководитель группы анализа мирового рынка СПГ, Семен Федоров, аналитик рынка нефти и нефтепродуктов

ФОТО > Rasgas, Chevron

В последние годы мировой рынок СПГ переживает серьезные изменения на фоне общего падения цен на углеводороды, снижения темпов роста экономики ключевых потребителей и внушительного увеличения объема предложений в результате ввода

новых СПГ-проектов по всему миру. Однако Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР) по-прежнему остается основным потребителем СПГ в мире, где продолжается рост потребления и реализуются крупные проекты, направленные на экспорт.

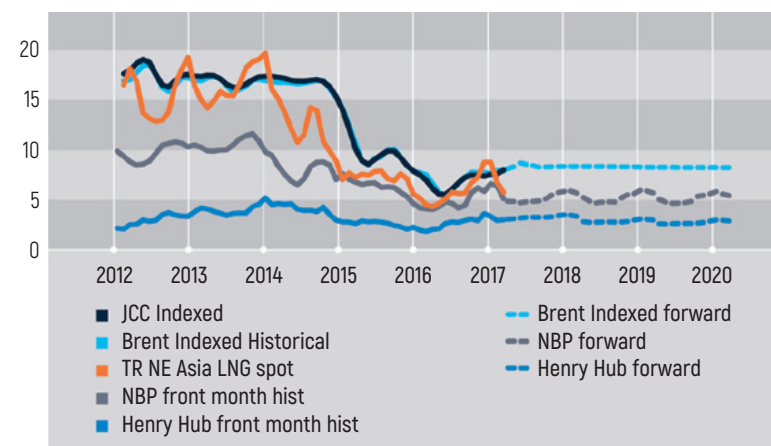
Таблица 1. **Баланс газового рынка ключевых стран АТР, 2015 год, млрд куб. м**

Страна	Объем потребления газа	Добыча природного газа	Экспорт по газопроводам	Импорт по газопроводам	Экспорт СПГ*	Импорт СПГ
Австралия	38,6	69,7	0,0	6,4	37,4	0,0
Китай	195,6	139,9	2,6	33,0	0,0	25,1
Индонезия	43,1	79,3	14,5	0,0	21,7	0,0
Япония	120,2	3,2	0,0	0,0	0,0	117,0
Малайзия	44,8	72,5	1,3	7,3	33,7	0,0
Сингапур	11,4	0,0	0,0	8,4	0,0	3,0
Южная Корея	43,6	0,2	0,0	0,0	0,0	43,4
Тайвань	17,6	0,3	0,0	0,0	0,0	17,3
Таиланд	48,8	34,2	0,0	11,0	0,0	3,6
Всего	563,5	399,3	18,3	66,0	92,9	209,4

* Объем экспорта также включает реэкспорт ранее импортированного СПГ

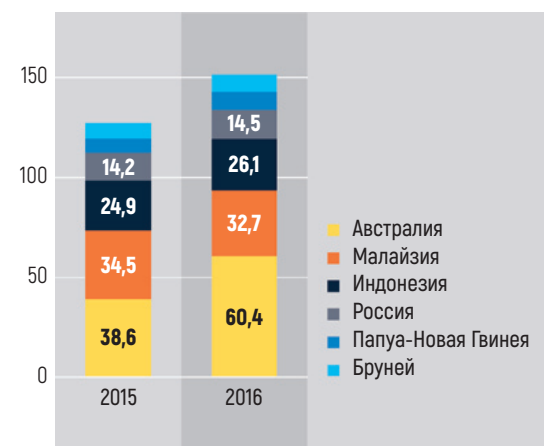
Источник: International Energy Agency Natural Gas Information 2016

Рис. 1. Динамика цен на газ в Северо-Восточной Азии, хабах NBP и Henry Hub (Thomson Reuters Eikon)



Источник: Thomson Reuters Eikon

Рис. 2. Объем экспорта СПГ ключевых поставщиков в АТР, млрд куб. м



Источник: Thomson Reuters Eikon

В отличие от США, Канады и ЕС, где развитие газового рынка и хабов опиралось на сеть магистральных газопроводов, обеспечивающих физическую взаимосвязь систем отдельных стран, региональные рынки АТР географически сосредоточены и изолированы друг от друга, располагая весьма ограниченными внутренними трубопроводными сетями. Страны АТР в целях обеспечения внутреннего рынка в значительной степени опираются на импорт СПГ. Эти особенности накладывают ограничения для развития газовых хабов и механизмов определения цен в регионе.

В настоящее время в Азии нет полноценно работающей точки торговли газом, ценовая динамика в которой была бы прозрачным инструментом и индикатором для

всего рынка в регионе. Ряд информационных агентств, в том числе компания Thomson Reuters, ведут постоянный мониторинг спот-рынка СПГ в АТР и разработали собственные ценовые индексы, которые опираются на данные, получаемые от трейдеров и иных игроков рынка. На некоторых биржах в Восточной Азии также ведется торговля фьючерсами на СПГ, но объем заключаемых контрактов в этом сегменте пока довольно ограничен.

Результаты 2016 года

Рынок СПГ в АТР в 2016 году характеризовался значительной волатильностью цен на фоне периодических сбоев в производстве СПГ, внеплановых остановок реакторов на АЭС, провоцировавших рост спроса на замещающие энергоресурсы,

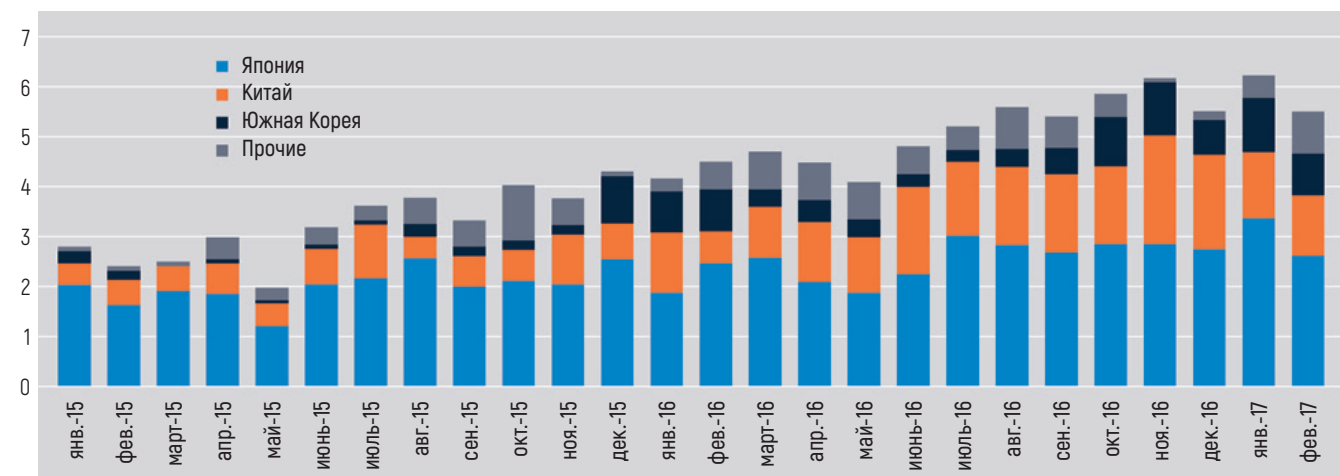
и нестабильной ситуации на нефтяном рынке.

В течение года произошел заметный рост предложения со стороны новых СПГ-проектов из Австралии и США. Эта тенденция, по всей видимости, продолжится и в 2017 году. Признаки «медвежьего» рынка (рис. 1) в начале 2016 года были в значительной степени спровоцированы ожиданием увеличения поставок из этих стран.

Предложение

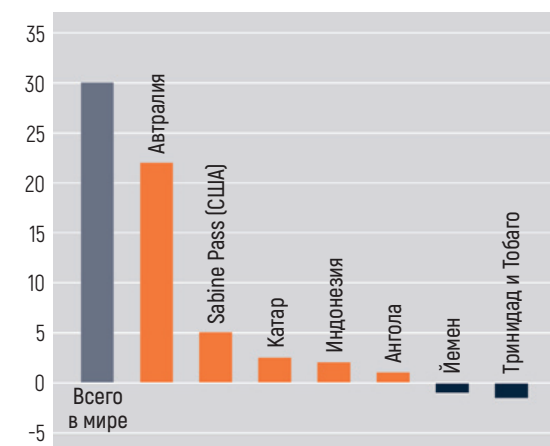
В январе был отправлен первый груз с первой линии завода Australia Pacific LNG (APLNG, годовая мощность 6,1 млрд куб. м). Кроме того, долгое время откладывавшийся австралийский проект Gorgon весной 2016 года произвел отгрузку с первой линии завода мощностью

Рис. 3. Объем экспорта австралийского СПГ, млрд куб. м



Источник: Thomson Reuters Eikon

Рис. 4. Прирост предложения СПГ в мире, 2016 год, млрд куб. м



Источник: Thomson Reuters Eikon

7 млрд куб. м в год. Однако вскоре после этого завод столкнулся с проблемами и вынужден был закрыться на ремонт, возобновив производство только летом. В конце ноября первая линия снова прекратила работу и запустилась уже в начале января 2017 года. На производство второй линии, введенной в эксплуатацию в октябре 2016 года, это не повлияло. Еще один австралийский завод, Gladstone LNG, который был запущен в конце 2015 года, отправил летом 2016-го свой первый танкер СПГ со второй линии мощностью 5,2 млрд куб. м в год. Изначально планировалось, что вторая линия завода Australia Pacific LNG заработает в начале лета 2016 года, но запуск был отложен на четвертый квартал. Суммарно объем австралийского экспорта СПГ в 2016 году

вырос на внушительные 55 % (рис. 2 и 3).

После успешного запуска первой линии мощностью 6,8 млрд куб. м в год на техасском заводе Sabine Pass, первая отгрузка с которой произошла в феврале 2016 года, в августе была введена в эксплуатацию вторая линия. После месячного планового ремонта обе линии работают одновременно без сбоев, загружая 10–12 танкеров ежемесячно. В итоге в 2016 году в Австралии и США запустились заводы, суммарная проектная мощность которых достигает 45 млрд куб. м в год (для сравнения: объем импорта СПГ Китая в 2016 году составил 35,6 млрд куб. м). Фактический объем производства СПГ в Австралии в 2016 году увеличился на 22 млрд куб. м, в то время как

Рис. 5. Прирост спроса на СПГ со стороны крупнейших импортеров в АТР, 2016 год, млрд куб. м



Источник: Thomson Reuters Eikon

экспорт проекта Sabine Pass достиг 5 млрд куб. м.

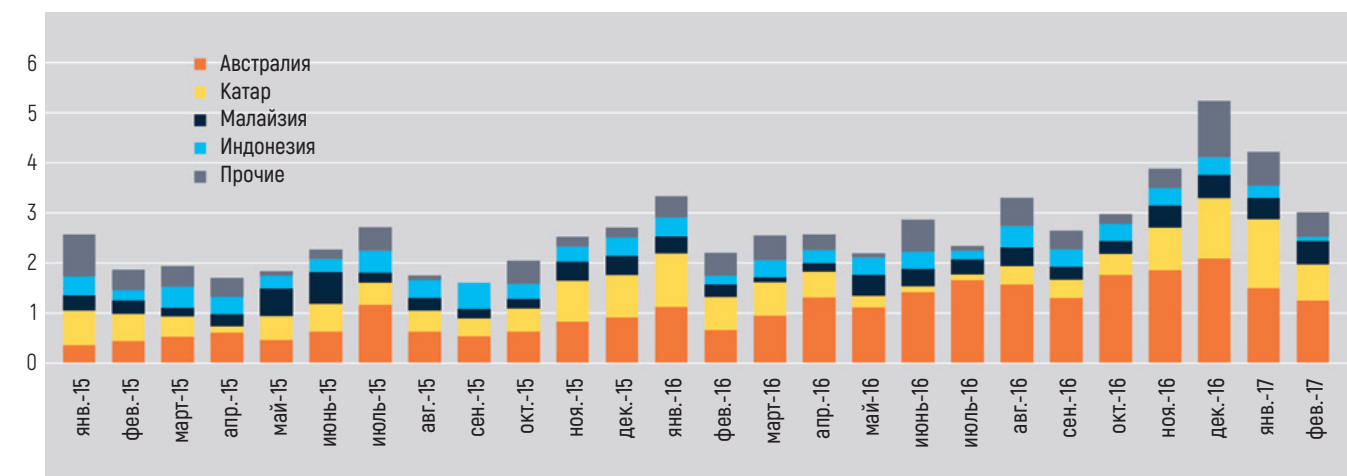
Катар также увеличил объем экспорта в сравнении с 2015 годом, поставив на рынок дополнительные 2,5 млрд куб. м. Суммарно предложение СПГ в мире выросло в 2016 году примерно на 30 млрд куб. м, или 9%.

Спрос

После падения спроса на СПГ в Китае в 2015 году страна испытала впечатляющий рост импорта в 2016 году: поставки СПГ из-за рубежа выросли на 33 %, до 35,6 млрд куб. м. Реформа ценообразования на газ, принятая в конце 2015 года, программа по замене малых котельных, работающих на угле, а также более медленный, чем ожидалось, рост добычи газа внутри страны положительно сказались на росте спроса на газ в Китае в 2016 году. Более того, импорт серьезно вырос при подготовке к зимнему сезону, который оказался холоднее климатической нормы, в условиях стремления властей предотвратить увеличение объема используемого для отопления угля во избежание обострения экологической обстановки.

Объем импорта СПГ Кореей в 2016 году остался практически неизменным относительно 2015 года. По итогам первых трех кварталов 2016 года импорт сократился на 4,7 % относительно аналогичного периода 2015 года, однако в четвертом квартале произошел резкий рост поставок, составивший 11,4 % год к году. После землетрясения,

Рис. 6. Объем импорта СПГ Китаем, млрд куб. м



Источник: Thomson Reuters Eikon

произошедшего в сентябре, 11 реакторов АЭС были остановлены для проведения проверки и планового ремонта, что заставило корейскую компанию Kogas закупить дополнительные объемы СПГ. Остановки реакторов произошли также на Тайване, что привело к увеличению импорта на 8%.

В Японии, основном покупателе российского СПГ, объем импорта в 2016 году сократился на 1,5%. На настоящий момент в стране уже действуют три атомных реактора: Sendai-1 и Sendai-2, а также Ikata-3. Последний был запущен в августе 2016 года. Доля России в импорте при этом практически не изменилась (9,3% в 2016 году против 9,4% в 2015-м).

Заключение долгосрочных договоров между импортерами из Северо-Восточной Азии и новыми поставщиками из Австралии привело к частичному замещению объемов, ранее импортируемых из других стран (рис. 8). В 2016 году импорт из Австралии в Северо-Восточную Азию впервые превзошел объем поставок из Катара. Аналогичным образом австралийский СПГ вытесняет из региона африканских производителей.

Динамика цен

Как уже отмечалось, перебои у производителей и остановки АЭС сказались на динамике цен на газ в АТР в течение 2016 года.

Средняя цена на СПГ в Северо-Восточной Азии на спот-рынке за 2016 год составила 5,7 доллара США за 1 млн британских термических единиц (\$5,7/MMBtu), в сравнении с \$7,5/MMBtu в 2015 году (рис. 9). В начале года цены следовали сезонной динамике прошлых лет: при растущем объеме предложения со стороны австралийских и американских производителей спрос оставался сравнительно слабым с приближением межсезонного весеннего периода. За первые три месяца 2016 года спотовая цена потеряла 42%, упав с \$6,9/MMBtu в начале января до минимальных с 2009 года \$4,0/MMBtu в начале апреля. Спред относительно европейского рынка при этом колебался в районе \$0,5–1,5/MMBtu.

Однако затем задержки в поставках с завода Gorgon в Австралии и устойчивый спрос стран Ближнего Востока и Южной Азии поддержали трехмесячное ралли цен в Северо-Восточной Азии. После короткого периода стабильности цен в августе-сентябре спот-рынок вошел во второе ралли после остановки атомных реакторов в Южной Корее. Кроме того, начало зимы в регионе было довольно холодным, что подтолкнуло спрос на СПГ со стороны Китая. В начале декабря в результате очередной остановки первой линии завода Gorgon некоторые покупатели вышли на спот-рынок в поисках объемов для замещения этих потерь. В дополнение ко всему сделка ОПЕК+ по сокращению добычи нефти также оказала положительное

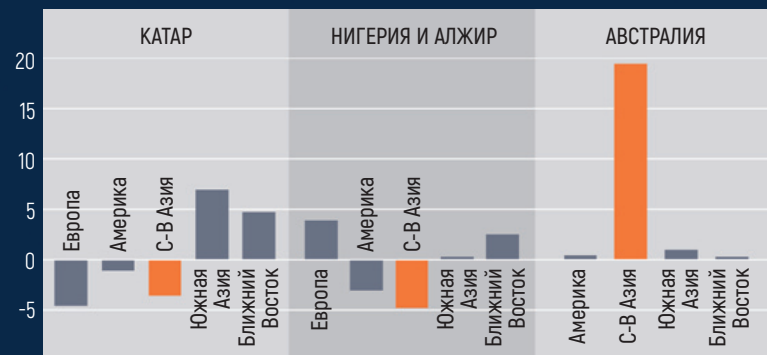


Рис. 7. Доля основных экспортеров в объеме поставок в Японию, %



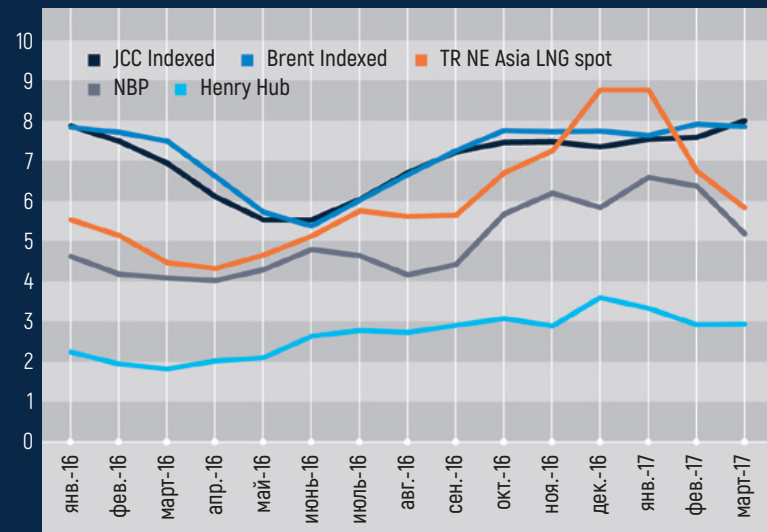
Источник: Thomson Reuters Eikon

Рис. 8. Перераспределение экспортных потоков некоторых поставщиков СПГ (2016 год относительно 2015-го), млрд куб. м



Источник: Thomson Reuters Eikon

Рис. 9. Динамика среднемесячных цен на СПГ в Северо-Восточной Азии в сравнении с другими рыночными индикаторами, \$/MMBtu



Источник: Thomson Reuters Eikon

влияние на рост цен. К концу 2016 года цена спот-рынка в Северо-Восточной Азии находилась на уровне двухлетнего максимума (\$9,5/MMBtu), а спред относительно цены на хабе NBP в Великобритании составлял около \$3/MMBtu.

Перспективы 2017 года

В течение 2017 года ожидается приток на мировой рынок дополнительных 34 млрд куб. м СПГ. В начале января 2017 года возобновил поставки австралийский Gorgon (линия 1), вторые линии на Gorgon и APLNG запустились в конце 2016 года и сейчас наращивают экспорт. В Малайзии завод Bintulu, принадлежащий Petronas, мощностью 4,8 млрд куб. м в год начал производство СПГ на линии 9 также в конце 2016 года, отпустив первую продукцию в январе нынешнего года. Ожидается, что в ближайшее время на рынок поступит СПГ с нового малайзийского плавучего завода PFLNG мощностью 1,6 млрд куб. м в год.

На весну запланирован пуск третьей линии на Sabine Pass в Техасе, в штатном режиме поставки с нее начнутся в июне 2017 года. К августу должна войти в эксплуатацию и четвертая линия. Запуск третьей линии на Gorgon (Австралия) также намечен на начало лета. В третьем квартале ожидается ввод проекта Wheatstone (Австралия), в то время как запуск завода Ichthys (Австралия) может быть отложен и произойти только к концу года. Суммарная проектная мощность этих двух заводов составляет 12 млрд куб. м, а их вторые линии начнут производство в 2018 году. К концу 2017 года также вероятен запуск российского проекта «Ямал-СПГ» мощностью 22,5 млрд куб. м, завод планирует осуществить первую отгрузку с линии 1 (мощность 7,5 млрд куб. м в год). Вторая очередь проекта намечена на 2018 год, третья – на 2019-й. Зимой СПГ с Ямала будет поставляться на терминал Zeebrugge на судах ледового класса и затем перекачиваться на обычные танкеры для доставки на рынок АТР. Также к концу года должен произойти запуск завода Cove Point в США мощностью 7–8 млрд куб. м в год.

Итого в течение 2017 года планируется ввод в эксплуатацию мощностей в объеме 43 млрд куб. м в год. Проекты, которые были запущены в 2016 году и намечены на 2017-й, обеспечат увеличение мирового предложения СПГ примерно в 34 млрд куб. м. Прирост будет обеспечен в основном Австралией – на нее придется около 20 млрд куб. м, в то время как экспорт с Sabine Pass, согласно ожиданиям, вырастет на 10 млрд куб. м.

Вместе с запуском двух дополнительных очередей на Sabine Pass американские экспортные объемы становятся всё более значимыми в определении общей картины мировых поставок СПГ. При текущих фьючерсных ценах на Henry Hub и NBP экспорт из США может быть конкурентоспособным в течение всего 2017 года как на европейском, так и на азиатском рынке.

Рост спроса

Аналитики компании Thomson Reuters склонны ожидать устойчивый рост спроса со стороны нескольких стран Азии во главе с Китаем и Индией, однако волна нового предложения, вероятно, будет не полностью поглощена потребителями СПГ. Весной и в начале лета 2017 года давление, оказываемое на цены в регионе вводом новых мощностей, может усилиться на фоне неустойчивого спроса в межсезонный период.

В течение 2016 года направление экспортных потоков с Sabine Pass (США) серьезно менялось в зависимости от конъюнктуры на рынках сбыта. Так, когда весной начал экспортироваться американский СПГ, большая часть танкеров направлялась в Южную Америку, чему способствовали низкие транспортные издержки и стабильный спрос в регионе. Но по мере того, как к концу года цена на спот-рынке в Азии испытывала резкий рост, всё больше СПГ направлялось именно на рынок АТР.

Потенциал роста объема импорта СПГ в Японии и Южной Корее, на долю которых приходится 43% мирового спроса на СПГ, довольно ограничен. Напротив, относительно слабый прогноз развития экономики Японии вместе с планами по запуску дополнительных реакторов на АЭС

может привести к незначительному снижению импорта СПГ. Прогноз по спросу на СПГ в Южной Корее также не самый благоприятный: по мере решения ситуации с АЭС, сложившейся в 2016 году, необходимость в газе будет сокращаться. Более того, в 2017 году ожидается запуск нескольких новых угольных электростанций, а также одного атомного реактора мощностью 1400 МВт.

Положительный прогноз можно сделать для Китая, который, похоже, всё больше ориентируется на СПГ. Как центральное правительство, так и местные власти, измученные проблемой со смогом, внедряют программы по замене угольных котельных в Пекине и соседних районах газовыми. Также ожидается рост спроса на газ со стороны коммунального сектора, особенно в зимний сезон. К тому же добыча газа в Китае не успевает за ростом спроса на сырье. Строительство газопровода, который должен принести дополнительные объемы туркменского газа на внутренний рынок Китая, также пока не завершено. Thomson Reuters предварительно оценивает рост объема поставок СПГ в Китай в 25–30% в 2017 году. Суммарно для Северо-Восточной Азии прирост импорта СПГ может составить 5–6 млрд куб. м.

Итог

Резкий рост предложения со стороны новых проектов при более низких темпах роста спроса в ключевых странах-потребителях может оказать давление на цены на газ как на рынке АТР, так и на европейских хабах. Выход США на глобальный рынок СПГ и наращивание экспорта из Австралии в 2016 году сильно повлияли на ситуацию на рынке и распределение товарных потоков, вытесняя традиционных поставщиков с их рынков. Позиции российского СПГ в данных условиях выглядят довольно слабо до момента запуска проекта «Ямал-СПГ». С ростом предложения в Азии премия в цене относительно европейского рынка, наблюдавшаяся все предыдущие годы, может серьезно сократиться в условиях наличия у США возможности проводить арбитраж между Западом и Востоком, перенаправляя свои поставки в зависимости от рыночной конъюнктуры. ■

ЕВРОПЕЙСКАЯ ЭНЕРГОГЕНЕРАЦИЯ

Треугольник: газ – уголь – ветер



Европейская электроэнергетика неслучайно остается первым пунктом в газовой повестке, будучи крупным и наиболее капризным сектором, где потребление природного газа снизилось с 29% от общеевропейского в 2010 году до всего 21% в 2013-м. На настроения энергетиков в первую очередь влияет цена исходного сырья для выработки электроэнергии, а на итоговое потребление – еще и целый набор факторов, где не последнюю роль играют программные установки ЕС на развитие альтернативной генерации. Тем интереснее взглянуть на тенденции последних лет, когда ценовые претензии в адрес природного газа объективно оказались сняты. И похоже, результат получился выше всяких ожиданий

ТЕКСТ > Светлана Мельникова, ИФЗ РАН, НИУ ВШЭ

ФОТО > Vattenfall, Morris Mac Matzen, wordpress.com

Структурные сдвиги в европейском парке генерации

Европейский парк генерирующих мощностей за минувшее десятилетие претерпел существенные структурные изменения, когда при снижении уровня традиционных мощностей, работающих на ископаемых топливах, рекордную динамику показывают два альтернативных направления – ветровая и солнечная (PV) энергетика. Так, в 2007 году сравнялись ветровые и дизельные (нефтепродуктовые) мощности. В 2013 году ветропарки превысили совокупный объем атомных станций в регионе, а в 2015 году – все гидростанции. В 2016 году общий объем европей-

ских ветропарков (береговых и шельфовых) составил 154 ГВт, перекрыв все угольные мощности, работающие как на каменном угле, так и на буром и лигните (152 ГВт). Единственный вид генерации, по итогам 2016 года превышающий ветровую, – это газовые станции мощностью 186 ГВт (рис. 1).

Газовая генерация также остается единственной из традиционных, чьи мощности за минувшие 15 лет продолжали наращиваться – на 93,5 ГВт, в то время как атомные, угольные и дизельные станции постепенно выводятся из эксплуатации (рис. 2). Основной прирост европейскому энергопарку обеспечивают новые

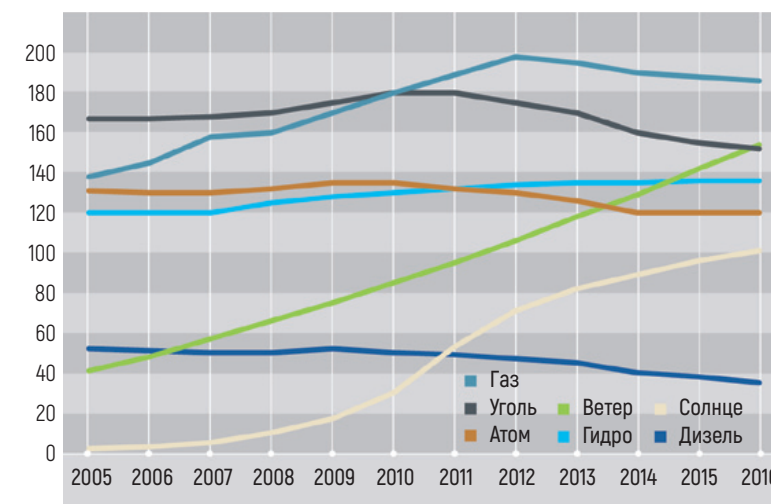
ветровые и солнечные станции, прибавившие за 2000–2016 годы без малого 250 ГВт. Таким образом, львиная доля нового строительства приходится на альтернативные мощности: только в 2016 году таких станций введено 86% от общего числа. Необходимо отметить, что в последние пять лет энергетики существенно замедлили новое строительство, сократив его почти вдвое после рекордного 2011 года, когда в строй было введено почти 50 ГВт новых электростанций всех типов.

Основной движущей силой таких структурных сдвигов в европейской энергетике стали последовательно реализуемые стратегические цели по декарбонизации сектора и снижению его зависимости от внешних поставок энергоресурсов, потребность в которых по мере истощения собственной сырьевой базы постоянно растет. Результаты подобных усилий уже более чем очевидны. Если в 2000 году на долю традиционных электростанций (включая большую гидроэнергетику) приходилось 90% всего парка, то по итогам 2016 года – лишь 68%. А два ведущих сектора ВИЭ – ветровые и солнечные станции – заняли весьма заметные доли: 16,7% и 11% соответственно. Правда, работают такие станции с весьма низкой загрузкой: около 22% для ветровых и около 10% – для солнечных.

В итоге сегодня уже четыре европейских государства более чем на 20% обеспечивают свои потребности в электроэнергии за счет ее выработки на ветровых и солнечных станциях – это Дания (45%), Германия (22%), Испания (26%) и Италия (20%), что уже превышает задекларированные общеевропейские ориентиры.

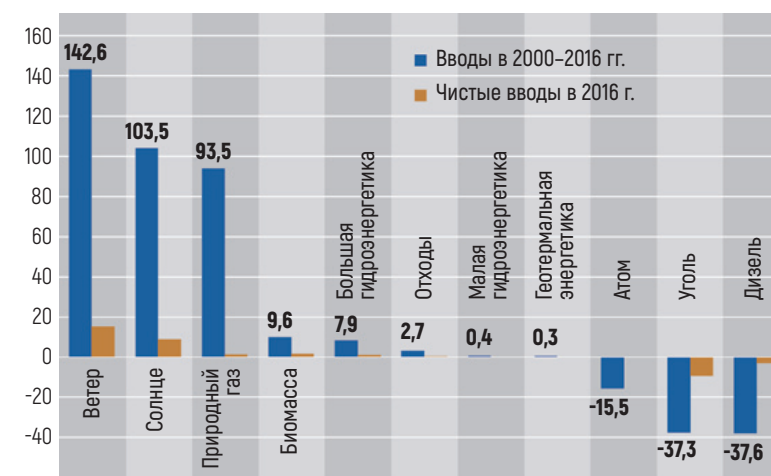
Значительное развитие технологий выработки электроэнергии из альтернативных источников существенно снизило ее стоимость. Это стало основным аргументом в ее пользу, что, однако, не исключает массивного комплекса финансовых и регуляторных мер по поддержке сектора. Наиболее заметно снижение стоимости производимой энергии на солнечных (PV) станциях, где она за короткий период сократилась почти в три раза: с 35 центов за 1 кВт·ч в 2010 году до 13 центов в 2016 году. Таким образом, средняя стоимость электроэнергии с таких станций переместилась в конкурентоспособный ценовой диапазон, хотя и близко к его верхней границе (рис. 3).

Рис. 1. Динамика генерирующих мощностей в Европе на различных видах топлива/источниках, 2005–2016 гг., ГВт



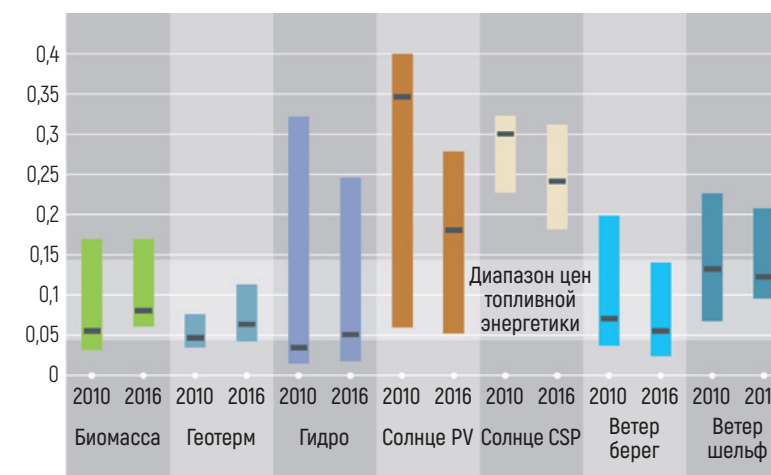
Источник: WindEurope 2016 European Statistic, февраль 2017 г.

Рис. 2. Новые вводы различных электростанций в Европе, 2000–2016 гг., ГВт



Источник: WindEurope 2016 European Statistic, февраль 2017 г.

Рис. 3. Средневзвешенная стоимость альтернативной электроэнергии в сравнении с традиционной, 2010–2016 гг., долл./кВт·ч



Источник: IRENA database

Тем не менее реальная ценовая конкуренция в европейской энергетике сейчас развивается в треугольнике: природный газ – уголь – ветер, поскольку береговые ветропарки по стоимости своей продукции оказываются вполне сравнимы с традиционными угольными и газовыми станциями.

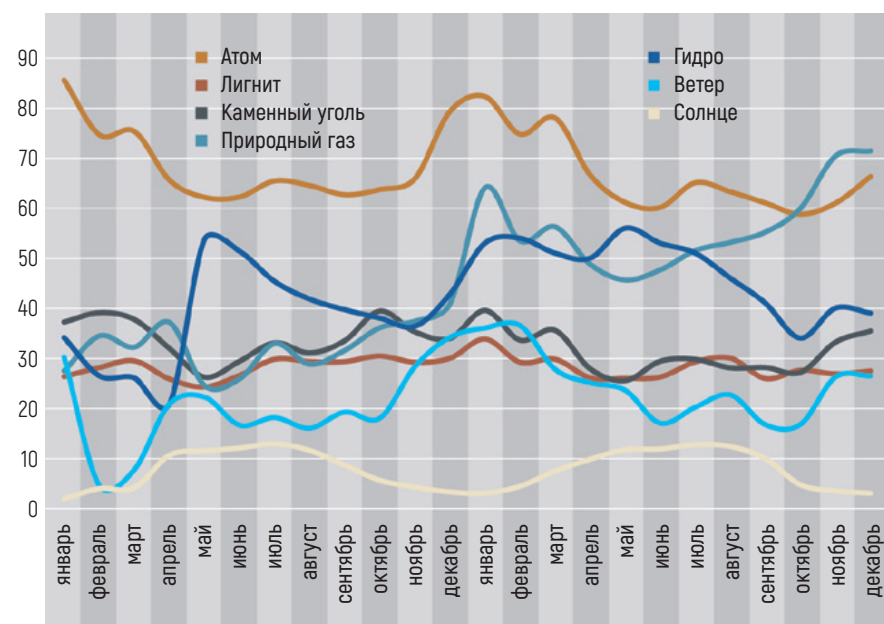
Прорыв 2016 года

Вторая половина 2015 и особенно 2016 год с их устойчиво низкими ценами на углеводороды внесли изрядные коррективы в сложившийся тренд развития европейской энергетике, основными отличительными чертами которого были устойчиво положительная динамика ВИЭ, преимущественное сохранение позиций угольной генерации и сокращение газовой.

Прежде чем обратиться к детальному анализу последних тенденций в Европе, скажем несколько слов о глобальных изменениях в данной сфере. Так, 2016 год принес самое существенное снижение мировых инвестиций в развитие чистой энергетики за всю недлинную историю их мониторинга. По данным Bloomberg New Energy Finance, вложения в сектор (включая исследования) после рекордного уровня 2015 года (343 млрд долларов) упали сразу на 18%, до 287 млрд, в основном за счет снижения финансирования в Китае и Японии. Инвестиции непосредственно в сооружение энергоустановок на основе ВИЭ в мире упали еще сильнее – на 23%, с 293 млрд до 227 млрд долларов.

Европейские вложения в этот сектор четвертый год держатся на уровне около 80 млрд долларов. Важно, что в 2016 году в регионе появились новые альтернативные мощности: ветровые – на 12 ГВт и солнечные – на 6,7 ГВт, а выработка электроэнергии на них не выросла. Уже выпущенный отчет EurObserv ER Wind Energy Barometer 2017 и в 2015, и в 2016 годах дает выработку ветропарков ЕС около 302 ТВт·ч, а отраслевое объединение ENTSO-e и вовсе показывает отрицательную динамику как для ветровой, так и для солнечной генерации. Это означает, что и без того низкая загрузка таких станций сократится еще больше.

Рис. 4. Динамика выработки электроэнергии по видам топлива в Европе*, 2015–2016 гг., ТВт·ч



*Включая 35 стран Европы.

Источник: ENTSO-e database

Однако ключевая информация ENTSO-e, вполне претендующая на сенсацию, касается не альтернативной, а традиционной энергетики, а именно – газовой. По данным этого уполномоченного Еврокомиссией отраслевого объединения, выработка электроэнергии на газовых станциях 35 стран Европы (включая Турцию) в 2016 году составила 678 ТВт·ч, что на 75% (!) выше уровня 2015 года (см. рис. 4).

Оговоримся сразу, что в данном случае мы имеем дело с самой оперативной, хотя и вполне официальной информацией, представленной в открытом доступе на сайте ENTSO-e. Конечно, необходимо дождаться плановых ежегодных отчетов, где текущая отчетность вполне может быть скорректирована. Однако сенсация, на наш взгляд, всё равно уже состоялась – подобных темпов прироста газовая энергетика Европы не показывала никогда.

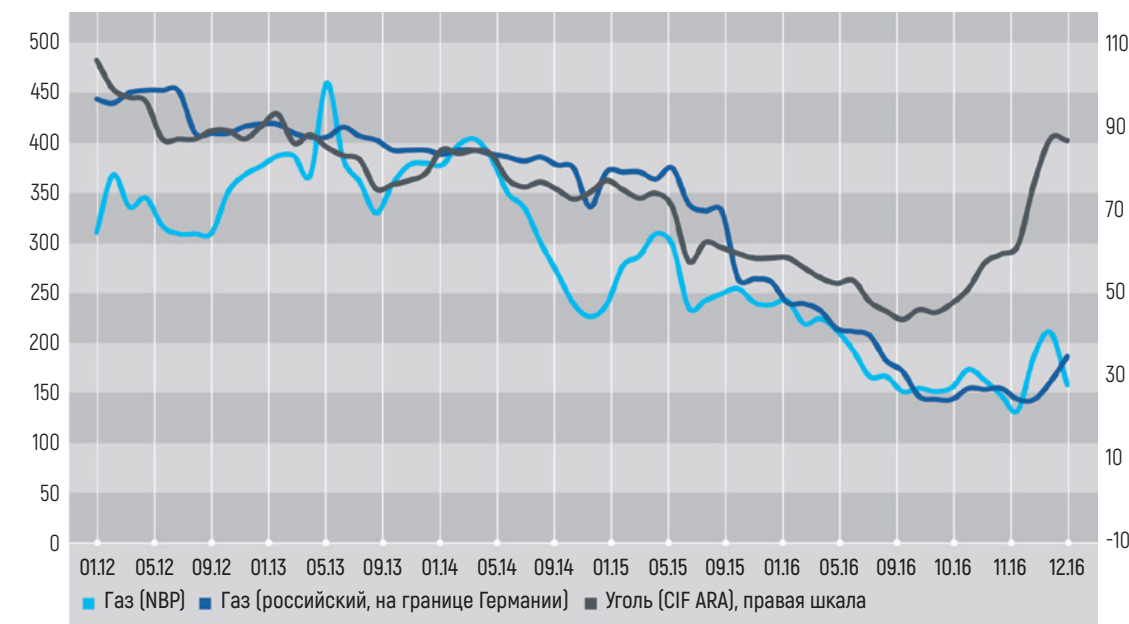
Подтверждение такой резкой динамике находим и в только что опубликованном ежеквартальном обзоре EK Quarterly Report on European Electricity Markets за второй-третий кварталы 2016 года. Так, отмечается, что в семи крупнейших по уровню энергопотребления странах ЕС поставки природного газа в адрес энергетиков за первый квартал выросли на 15% по сравнению с тем же периодом 2015 года,

а за второй – на 31%. В частности, за восемь месяцев во Франции рост составил 113%, в Великобритании – 41%, в Нидерландах – 14%. Одновременно поставки угля на электростанции за указанный период сокращаются на 24%. Подчеркнем, что данный анализ не охватывает последние месяцы 2016 года, когда выработка газовых станций показывает поистине рекордные результаты. К слову, загрузка газовых станций в итоге выросла до 42% против прежних 24%, хотя самыми загруженными в Европе по-прежнему остаются угольные станции, что весьма парадоксально для процесса декарбонизации.

Предпочтения энергетиков определили самые низкие за рассматриваемый период оптовые цены на природный газ в регионе, которые в течение 2016 года держались в диапазоне 160–170 долларов за 1 тыс. куб. м, в то время как цены угля после многолетнего снижения начали существенно расти. Сокращение предложения на мировом рынке угля связано с закрытием ряда шахт, перерывами в добыче в Австралии и Индонезии, ограничениями по дням работы для шахт в Китае. Напряжение на европейском рынке усилили временные закрытия ряда атомных станций. Всё это к концу года сформировало уровень цен на уголь на уровне



Рис. 5. Стоимость угля и природного газа в Европе, 2012–2016 гг.



Источник: ICE, IMF

85–87 долларов за 1 т, чего не было с начала 2012 года (рис. 5).

Еще более детальную картину прибылей и убытков европейских энергетиков на фоне текущей ценовой конъюнктуры на энергоресурсы дает анализ ключевых для сектора показателей, так называемых спредов: спарк-спред (прибыльность газовой генерации с учетом стоимости сырья и выбросов) и дарк-спред (прибыльность угольной генерации, также с учетом стоимости сырья и выбросов). Очевидно, что общую динамику этих показателей

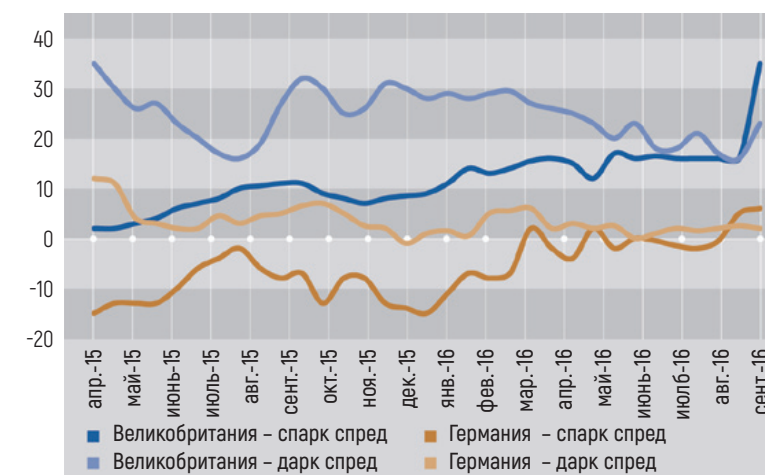
на данном этапе определяют именно цены сырья, поскольку европейская система торговли квотами на вредные выбросы пока не в состоянии сформировать релевантную цену, действительно способную влиять на выбор более чистого топлива. Текущие цены на выбросы на уровне около 5 евро за тонну эквивалента CO₂, безусловно, такого влияния оказать не могут.

На рисунке 6 показана динамика спарк- и дарк-спредов для двух наиболее показательных в этом отношении стран Европы – Великобритании

и Германии. Так, если в первой сформированы наиболее благоприятные для газовой генерации условия, то в последней – наименее благоприятные. Если в Германии впервые за длительный период прибыльность газовой генерации перешла в положительную плоскость, то в Великобритании она выросла до 15 евро за 1 МВт·ч, и в обеих странах к середине года прибыльность угольной и газовой генерации сравнялась. При этом в третьем квартале спарк-спреды – опять же впервые за предыдущие годы – опередили дарк-спреды, причем с учетом цен к концу года этот разрыв еще более увеличивается.

Таким образом, мы наблюдаем эмпирически найденные уровни цен на уголь и природный газ, которые однозначно определяют предпочтения энергетиков в пользу последнего. Очевидно, что текущая ценовая динамика легко может измениться в ту или иную сторону, но данные ориентиры стоит запомнить. В дальнейшем выбор генерирующими компаниями более экологичного сырья должны определять цены квот на выбросы парниковых газов, но в среднесрочной перспективе регулирующего влияния этого фактора ожидать не приходится. А пока остается только один инструмент, определяющий выбор энергетиков: цены исходного сырья. ■

Рис. 6. Прибыльность угольной и газовой генерации в Великобритании и Германии, 2014–2016 гг., евро/МВт·ч



Источник: Еврокомиссия Quarterly Report on European Electricity Markets, 2–3 кварталы 2016 г.

УГОЛЬНЫЙ ДЕКАДАНС

Евросоюз должен закрыть все электростанции на угле до 2030 года, чтобы выполнить обязательства по Парижскому соглашению

Авторитетный берлинский исследовательский центр в сфере климата Climate Analytics представил доклад «Стресс-тест для угля в Европе по Парижскому соглашению: научный фундамент для скоординированного выхода». Для выполнения обязательств, взятых в рамках Парижского соглашения по климату, четверть угольных электростанций в ЕС должны быть закрыты до 2020 года, еще 47% – выведены из эксплуатации в последующие пять лет. А к 2030 году уголь должен полностью уйти из электроэнергетики в Европе. Авторы доклада подсчитали, что в случае сохранения действующей угольной генерации к 2050 году они эмитируют 12 Гт CO₂, на 85% больше той квоты, которая, по расчетам экспертов, может быть отведена угольной генерации по климатическому пакту.

ТЕКСТ › Андрей Егоров

Исследование Climate Analytics построено на анализе работы 315 угольных электростанций в 21 стране ЕС. Общая мощность 727 действующих на этих ТЭС блоков имеют установленную мощность 161 ГВт. Еще 11 блоков на 7 ГВт на территории Евросоюза находятся в стадии строительства. В целом уголь занимает около 16% европейского энергобаланса и обеспечивает примерно четверть выработки электроэнергии в странах – членах ЕС. При этом угольные станции выбрасывают в атмосферу 817 млн т CO₂ ежегодно, что составляет почти четверть всей европейской эмиссии и 77% выбросов в электроэнергетике.

Германия и Польша

Естественно, что всё это хозяйство распределено по ЕС неравномерно. Более половины (51%) установленной мощности угольных ТЭС приходится на Германию и Польшу, являющихся также европейскими лидерами по добыче каменного угля и лигнита. Они же обеспечивают 54% «угольной» эмиссии CO₂. Кроме них, заметную долю угольной электроэнергии производят Чехия, Испания, Италия и Великобритания. Более того, часть стран уже объявила об официальных планах «выхода из угля». Например, британское правительство прошлой осенью предложило план закрытия угольных станций к 2025 году (сейчас он проходит стадию общественных консультаций). Германия пока не столь амбициозна. Однако по принятому в ноябре 2016 года национальному

ФОТО › PGE Polska Grupa Energetyczna SA, LegalPlanet

плану по климату предполагается к 2030 году закрытие половины немецкой угольной генерации.

У поляков уголь вообще обеспечивает 85% выработки электричества и занимает добрых 53% энергобаланса страны, что лишь немногим меньше, чем в Китае, и является одним из факторов затяжного противостояния Варшавы и Брюсселя по поводу соответствия стандартам энергетической и экологической политики ЕС. Именно польское правительство грозило сорвать ратификацию Парижского соглашения, однако в итоге было вынуждено уступить нажиму из «центра». Подписанный в декабре 2015 года климатический договор 195 стран ратифицировали уже к ноябрю 2016-го, после чего документ вступил в законную силу.

Польше, по расчетам экспертов Climate Analytics, будет сложнее всех. Для соответствия стандартам ей придется уже к 2025 году закрыть от 80 до 95% действующих мощностей угольной генерации. Сейчас поляки располагают электростанциями на 31,7 ГВт, которые производят свыше 80% электроэнергии. Для сравнения: ветряная энергетика Польши имеет около 5 ГВт установленной мощности, но производит лишь 3–4% электричества. Чтобы заменить уголь и лигнит энергией ветра, Польше потребуется поставить ветряки еще на 70 ГВт, то есть увеличить мощности в 15 раз. Это больше, чем сейчас есть у Германии, Великобритании и Франции вместе взятых.

Поскольку управление ветром не входит в компетенцию польского сейма и правительства, это потребует

резервных мощностей, которые смогли бы включиться, если в небе будет штить или шторм.

Больше ВИЭ?

Пример Польши наглядно показывает, что альтернатива уходящему из энергобаланса Европы углю в докладе Climate Analytics выглядит несколько утопично. Авторы предлагают ускорить строительство новых ветряков и солнечных панелей и, конечно, сохранить все механизмы, поддерживающие возобновляемые источники энергии. Авторы доклада пишут: «Хотя плохая структура механизма поддержки в некоторых странах, таких как Чешская Республика и Испания, которые гарантировали только общий, а значит, неконкретный уровень поддержки, имела эффект «бум-обвал». Ретроактивные изменения схемы поддержки и мораторий на развитие ВИЭ, введенный в ряде стран, увеличил степень незащищенности инвесторов и привел к замедлению развития возобновляемых источников энергии. В результате, несмотря на глобальные тренды, инвестиции в ВИЭ в ЕС в последние годы сократились со 120 млрд долларов в 2011 году до 50 млрд долларов в 2015-м». А одним из механизмов ускорения роста эксперты считают эффективную и предсказуемую энергетическую политику и рост цен на карбоновые квоты в системе ETS, которая показала свою полную несостоятельность и теперь находится в стадии реформирования.

Ускорить ввод возобновляемых, конечно, можно, но в масштабах всей Европы вывод 167 ГВт угля в течение 10–15 лет будет означать необходимость их чем-то заменить. При сохранении соотношения мощностей между ветром и солнцем 3:2 потребуются утроить и ветряную, и солнечную генерацию. Солнечные батареи имеют еще меньший коэффициент утилизации: 1 ГВт установленной мощности в Европе производит в 4,5 раза меньше электроэнергии, чем аналогичный блок электростанции на традиционном топливе. А необходимость не только сохранить субсидирование, что уже сейчас является вызовом для экономики ЕС, но и утроить его, а также создать механизм финансирования резервных мощностей на ископаемом



Польше будет сложнее всех. Для соответствия стандартам ей придется уже к 2025 году закрыть

от 80 до 95%

действующих мощностей угольной генерации. Сейчас поляки располагают электростанциями на 31,7 ГВт, которые производят свыше 80% электроэнергии

топливе может сформировать невыносимые условия для конкурентоспособности Европы. Уже сейчас низкие цены на оптовом рынке, которые вызваны поступлением в сеть «неуправляемой» энергии ветра и солнца по-социалистически «бесплатной, но очень дорогой», ведут к росту цен для конечных потребителей в ЕС. И это в условиях, когда резервные мощности, покрывающие пики, выживают сами по себе.

Решение проблемы непредсказуемости выработки электроэнергии ветряными и солнечными станциями в Climate Analytics видят в лучшей балансировке между различными видами ВИЭ. «Нет никаких сомнений, что энергетический сектор будущего будет выглядеть совершенно иначе, нежели сейчас. Три основных отличия: а) опора на источники энергии, зависящие от погоды, б) большие начальные инвестиции и почти нулевые операционные затраты, в) в основном децентрализованный характер. Все вместе они означают большой переходный период в энергетике». Авторы полагают, что это создает определенные вызовы для управления электросетями по сравнению с сегодняшним днем. Однако, по их мнению, уже сейчас существует множество решений этих проблемных мест. «Расширение сетевого хозяйства позволит оптимально использовать погодные условия в разных регионах. Морская инициатива стран Северного моря, например, направлена в основном на снижение затрат на соединение офшорных ветряных ферм с сетями на суше, но это также снизит волатильность энергоснабжения», – говорится в докладе.

Расчет на рост электромобилей и, соответственно, большее количество аккумуляторов, умное управление распределительными сетями и даже балансирование за счет гидроэнергетики – всё это хорошо звучит, но на практике приводит к росту нестабильности и снижению безопасности работы европейской энергосистемы.

И безотносительно чистой, гибкой и экономически привлекательной газовой генерации чистой европейской энергетике не выжить. По крайней мере, при нынешнем уровне развития технологий. ■

ИНТЕРВЬЮ > На вопросы журнала отвечают сотрудники Филиала ПАО «ОГК-2» – Киришская ГРЭС – начальник участка грузоподъемных механизмов Александр Коноплев и машинист энергоблока Олег Марков

7:30

мировое достижение в триатлоне на «железной» дистанции



ТЫ IRONMAN – И ТЫ СЧАСТЛИВ!

БЕСЕДУЕТ > Владислав Корнейчук

ФОТО > ПАО «ОГК-2»

Словосочетание «железный человек» у многих ассоциируется с Робертом Дауни-младшим и его – разумеется! – суперменом-киноперсонажем. Однако попадают в этом мире люди, каждого из которых тоже можно назвать iron man, имеющие мало общего с голливудской развесистой клюквой.

Речь, конечно, о тех, кто попробовал силы на Ironman – популярных однодневных соревнованиях. В минувшем году на них «поиграли мускулами» Олег и Александр, работающие в Филиале ПАО «ОГК-2» – Киришская ГРЭС.

Проплыть в холодной воде Балтийского моря почти 4 км, проехать на велосипеде 180 км, а в довершение еще и пробежать более 40 км – тут без железного характера не обойтись. Чтобы хотя бы отчасти понять что-то про «железных» парней, мы вышли с ними на связь.

От рок-музыки к триатлону

– Александр и Олег, помните свои первые шаги в спорте?

– Олег Марков: В первом классе пошел на плавание и проплавал до окончания школы. После был футбол. Уже во время работы на ГРЭС занялся бегом. Позже появилась идея попробовать себя в триатлоне. Это было в 2010 году. Спринт-триатлон (750 м – плавание, 20 км –



Все жители городка, от мала до велика, стояли вдоль трассы. Музыка, барабаны, дуделки, баннеры... Запомнились и последние 200 м финиша, когда вбегаешь в узенький финишный коридор... Тебе говорят: You are an iron man! И всё – ты счастлив!

велосипед, 5 км – бег) тогда мне очень тяжело дался, но зацепило.

– Александр Коноплев: Спортом увлекся уже в относительно позднем возрасте, в 25 лет. Тогда, зимой 2008 года, спортсмены КиГРЭС готовились к первой зимней Спартакиаде тогда еще ООО «ОГК-6» и с подачи директора филиала Леонида Шестерикова приобрели для меня лыжную экипировку. Это, можно сказать, стало стимулом моего спортивного роста. До того я занимался музыкой: десять лет играл на ударных в местной рок-группе.

– По какой системе выявляются сильнейшие?

– А.К.: В соревнованиях участвуют как профессиональные спортсмены, так и любители. Профессионалы соревнуются между собой по абсолютному зачету, любители – по возрастным группам, а также в «абсолюте», но только среди любителей. Побеждает тот, кто быстрее финишировал.

Конечно, организаторы коммерческих стартов стараются привлечь максимальное число спортсменов любой подготовки, но мучиться 16 часов (максимальное время для прохождения дистанции), по-моему, не самое приятное занятие для новичка в спорте. Так что стоит всё же иметь какой-то опыт в прохождении триатлонов, ну и постоянно тренироваться. Лучше готовиться с тренером. У нас тренер был, за что отдельное спасибо профсоюзу КиГРЭС.

– Как проходила подготовка?

– А.К.: Тренировки включали в себя и лыжную подготовку, и бег, и тренажерный зал, и бассейн, и плавание в открытой

воде. Каждый месяц проходили различные соревнования. Летом уже начали «бомбить» триатлоны. Подводящим стартом был Vyborgman – триатлон на «полужелезной» дистанции, прошедший в Выборге в июле 2016 года. Многие не позволяло в полной мере отдаваться тренировкам: и работа, и погода, и здоровье; но нужно было находить силы и идти к своей цели. Надо отдать должное нашим родным и близким – без их поддержки мы бы точно не справились.

– Какие у вас результаты на Ironman Kalmar 2016?

– А.К.: Я занял 91-е место в группе М 30–34 (возраст) и 629-е место из более чем 2,5 тыс. спортсменов в «абсолюте» со временем 10:59:58. Именно эти 2 секунды дают мне право гордиться, что я «выбежал» из 11 часов, хотя задача стояла «выбежать» из 12 часов. Очень часто любители – это атлеты, чьи результаты очень близки к «профикам», и они проходят дистанцию из девяти часов. Чтобы приблизиться к такому результату, нужно жить этим, что в наших реалиях очень проблематично, об этом я уже упомянул выше. К слову сказать, как правило, выигрывают спортсмены той страны, которая проводит соревнования.

– О.М.: Для нас, как для любителей, основной задачей было финишировать. Подспудно мне хотелось финишировать быстрее 12 часов. Выигрывают на таких дистанциях в основном профессиональные триатлеты. Я финишировал 852-м в общем зачете из более чем 2,5 тыс. человек и 119-м в своей возрастной группе.

В Швецию своим ходом – Расскажите, пожалуйста, о самих соревнованиях, об их истории.

– О.М.: Первый раз соревнования по триатлону Ironman провели в 1978 году на Гавайях. Сейчас Ironman в год в разных городах и странах проводит около 40 гонок на длинную дистанцию. Победитель определяется по наименьшему времени прохождения дистанции. Мировое достижение сейчас около 7 часов 30 минут.

– А.К.: Соревнования по триатлону на «железной» дистанции набрали популярность по всему миру и проводятся практически в каждом уголке нашей планеты. Ironman Kalmar проходит уже пятый раз в шведском городе Кальмар.

– Как появилась идея участвовать именно в Ironman и именно в шведском Кальмаре?

– А.К.: Идея появилась, наверное, в 2015 году, когда пришло время регистрироваться. Сразу после финиша Ironman Kalmar 2015 наша команда TriKirishi начала «забивать» слоты (места участников. – Ред.) в Ironman Kalmar 2016, иначе мы просто могли не успеть: они быстро раскупаются. – О.М.: Мысли об участии в триатлоне на длинную – «железную» – дистанцию появились давно. Время шло, увеличивались объемы тренировок. Возросло не только количество наших участий в соревнованиях, но и увеличились дистанции. Открыли для себя «полужелезную» дистанцию триатлона: 1,8 км – плавание, 90 км – велогонка, 21 км – бег.

Для себя с ребятами решили (нас шесть человек), что первый раз надо

участвовать на длинной дистанции именно под брендом Ironman. Старт в шведском Кальмаре проходит в конце августа, что дало возможность подготовиться за лето, плюс до места мы добирались на своих машинах.

– Как прошло само состязание?

– А.К.: Наверное, самым запомнившимся стал момент, когда мы забежали в воду на первом этапе. Такой холодной воды я не ожидал. Первые метров 300 приходилось просто переводить дух. Даже не помню, как и когда начал нормально плыть. Ну и, конечно, это была самая крутая поддержка. Казалось, все жители городка, от мала до велика, стояли вдоль трассы. Музыка, барабаны, дуделки, баннеры... Запомнились и последние 200 м финиша, когда вбегаешь в узенький финишный коридор... Тебе говорят: You are an iron man! И всё – ты счастлив!

– Как может быть полезен на Ironman соленый огурец, запитый кока-колой?

– О.М.: Для обычного человека соленый огурец, запитый колой, – почти отравка, а для спортсмена, находящегося полдня на дистанции, – то, что надо! Хотя организмы у всех разные. Мне лично такой микс очень помог. Соленый огурец возмещает утраченные при потоотделении соли, кока-кола – жидкий сахар, который в момент усваивается и дает энергию.

– Планируете участвовать в Ironman в будущем?

– А.К.: Возможно, в 2018-м. Опять же, порой одного желания недостаточно. Дистанция нештучная, и подходить нужно ответственно.

– О.М.: На 2017 год запланированы только «полужелезные» дистанции. ■

ИНТЕРВЬЮ » На вопросы журнала отвечает председатель совета экспертов Национальной литературной премии «Большая книга», прозаик, критик Михаил Бутов



Момент удачи

– Михаил Владимирович, в одной читательской рецензии по поводу вашего романа «Свобода», ставшего в 1999 году лауреатом «Русского Букера», говорится: «Рекомендую читать тем, кто хоть отдаленно знаком с историей поколения битников». Насколько для вас являются важными тексты «разбитого поколения», нередко пытающиеся имитировать джаз?

– Я принимаю бит-литературу к сведению, но не сказал бы, что у нее какое-то важное место в моей жизни, что она сыграла в формировании моего представления о мире и творчестве существенную роль.

Что касается джаза, он мне важен как музыка, но вряд ли я могу представить, что можно считать «джазом» в литературе. Хотя, пока был молодой и имел о себе мнение, я пытался некоторые музыкальные ходы переносить в тексты.

– Как человек, много лет занимающийся отбором заслуживающих внимания литературных произведений, понимаете, почему в конце 1990-х жюри «Русского Букера» приглянулся ваш роман?

– Так тогда сложилось! Премияльный процесс не то чтобы случаен... В нем есть момент удачи, текущей ситуации. Важно, кто в жюри.

На самом деле ни одна премия не определяет какую-то абсолютно лучшую книгу. Потому не бывает лучшей книги. Это PR-прием. Лучших книг каждый год много.

Поверьте, в рамках разных премиальных жюри очень редко случается, что люди полностью сходятся в своих оценках: вот это – оно самое! Обязательно хотя бы кто-то один говорит, что надо взять молодого автора, сказавшего в литературе новое слово. Остальные же с ним не согласны, утверждают: в его произведении нет ничего нового, наоборот, полная



ерунда. Всегда происходит согласование мнений. Поэтому и по поводу «Русского Букера» в 1999 году я какого-то существенного объяснения дать не могу.

Определение финалистов

– Понять, почему получает премию кто-то, участвуя в «Большой книге», вроде бы немного проще, ведь она присуждается сотней человек тому, кто набирает больше баллов...

– Есть два этапа. На первом, которым я занимаюсь, происходит формирование премиальных списков, предоставляемых потом большому жюри – Литературной академии. В экспертном совете в этом сезоне со мной вместе шесть человек. Мы отчитываем всё, что поступило, а это 200–300 книг. И формируем два списка: один – длинный, другой – короткий, список финалистов. Первый показывает, с чем премия имеет дело в этом сезоне. Второй – это список из 8–15 книг, поступающий большому жюри.

У экспертного совета есть согласовательная процедура. Мы голосуем, потом обсуждаем результаты голосования, обычно несколько раз еще меняем в итоге решение. А Литературная академия не имеет никакой согласовательной процедуры. Члены большого жюри получают бюллетень, в котором должны поставить свои оценки 8–15 книгам. Почти перед самым моментом вручения премии происходит подсчет голосов, и по количеству баллов определяются трое финалистов.

В Литературной академии никого уболтать не может: отсутствует возможность. В этом смысле выбор более-менее объективен. С другой стороны, существует повторяемость лауреатов. Не говорю, хорошо это или плохо, но это есть. Если бы была согласовательная процедура, председатель, скорее всего,

сказал бы: «Уже третий раз у нас этот писатель, так не годится».

– Сколько всего было кандидатов в предыдущем сезоне?

– Количество их понемногу снижается. Достаточно сказать, что в первом сезоне, 12 лет назад, было что-то фантастическое. В офисе у нас скопилась целая гора в человеческий рост из рукописей и книг. В течение нескольких лет пришлось в норму число претендентов и держалось на уровне 300–400 произведений. В этом году их 200 с чем-то. Видимо, многие почувствовали, что не стоит посылать свои работы – тратить время и деньги.

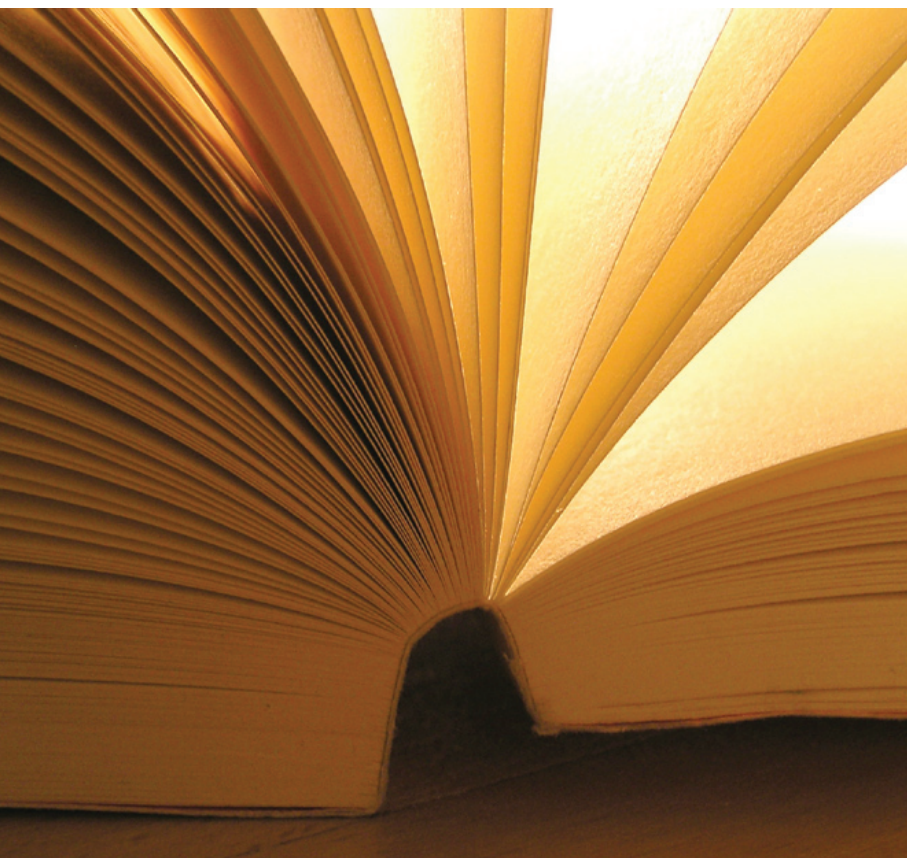
– А вот та гора из сочинений претендентов – это и есть long list?

– На входе стоит «фильтр», отсеивающий какую-то часть по соображениям формального порядка, они прописаны в условиях. В основном всё прочитывается. По условиям премии каждый материал должны прочесть не менее двух экспертов. Таким образом, мы гарантируем людям, которые выдвигают свои тексты на премию, как бы ни сложилась в дальнейшем судьба этих текстов, что им достанется равное с остальными внимание. Но длинный список – это уже результат очень серьезного отбора.

– Сколько сочинений попадает в «длинный список»?

– У нас нет жесткого ограничения. Обычно это порядка 40 произведений. Я бы сказал, наш «длинный список» – штука интересная. Не всё, что в него попадает, мы рассматриваем как кандидатов в финал. Есть такие книги, про которые мы знаем: в «длинном списке» мы их укажем, но дальше они двигаться не будут. Среди них попадают очень интересные. Они часто не идут дальше не по причине плохого качества. Скажем, формат для «Большой книги» не подходящий. В качестве

Очень редко случается, что люди полностью сходятся в своих оценках: вот это – оно самое! Обязательно хотя бы кто-то один говорит, что надо взять молодого автора, сказавшего в литературе новое слово. Остальные же с ним не согласны, утверждают: в его произведении нет ничего нового, наоборот, полная ерунда

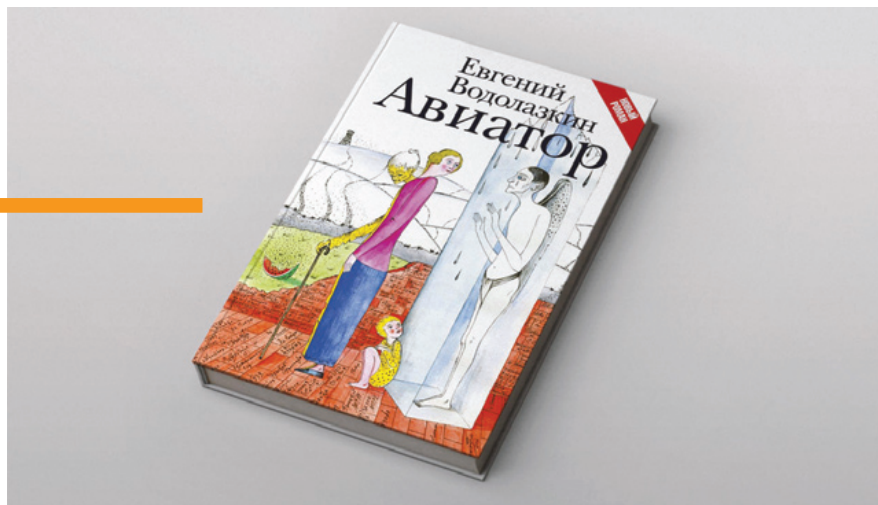


БЕСЕДУЕТ » Владислав Корнейчук

Список
интервью
человеческих
дух

ФОТО » из архива Михаила Бутова, Виктор Васенин/РГ, itar-tass.com, freeimages.com

Существует профессиональное чтение, которое довольно быстро отсекает ненужное и фокусируется на том, что имеет смысл. Даже хорошие книги имеют очень маленький процент общего материала. Он необходим, чтобы лететь вперед, склеивать куски



победителей или даже финалистов они бы вызвали вопросы.
– Можете привести пример?
– Могу. Общий. Наша премия отличается от других еще и тем, что рассматривает биографии. Такие книги становятся у нас финалистами почти каждый год. Собираясь представить очередное такое произведение на суд Литературной академии, мы задаемся вопросом: что тут способно победить – герой биографии или сам текст? Первый случай – не та ситуация, которая нам по идее нужна. Мы должны отмечать прежде всего именно художественное качество книги, какую-то ее особенность, может быть, даже необычность.

Дикая графомания

– Сколько примерно в авторских листах вам пришлось прочитать, скажем, в прошлом сезоне?

– Если считать, что я читаю только кандидатов в «короткий список», который состоит из 20–25 произведений, а каждое сочинение – это в среднем 20 авторских листов,

то получается 400–500 авторских листов. А эксперты нашего совета читают куда больше.

Довольно часто раздаются голоса: как это люди могут всё прочесть?! Дескать, всё это какая-то фикция. Это не так. Существует профессиональное чтение, которое довольно быстро отсекает ненужное и фокусируется на том, что имеет смысл. Даже хорошие книги имеют определенный процент «общего материала». Он необходим, чтобы «лепить» сюжет, «склеивать» куски. Умелый и профессиональный читатель – читчик – всё это проскальзывает, пытаясь уцепиться за то, что действительно отличает книгу. Если бы такое не было возможно, не была бы возможна работа премий и сколько-нибудь активных издательств.

Многое зависит и от книги. Бывает, после 10 минут знакомства с романом я готов кратко изложить сюжет и спокойно навсегда откладывать книгу в сторону. А есть книги, которые требуют довольно много времени. Именно этим они и злит. Потому что потом ты понимаешь: время было потрачено впустую. А бывает, открываешь книжку – и почти сразу ясно: дикая графомания! Но при этом почему-то очень интересно, что дальше будет. Несколько раз я такие вещи ночь напролет читал.

– «Длинный список» примерно из 40 произведений вы еще не читаете?

– Во что-то я заглядываю, что-то читал раньше. Я имею представление, что там. Но вот 25 книг, которые, как считают члены экспертного совета, достойны появления в «коротком списке», читают у нас уже все. Потом голосуем и остав-

ляем, как позволяют правила премии, от 8 до 15 книг. Но полного согласия не бывает. Консенсус достигается путем компромиссов.

– Но ведь нередко тексты, которые стилистически так убого написаны, что абзац-другой – и их тоже можно навсегда откладывать в сторону.

– Есть нижний порог. Не столько даже стилистики... Может быть очень просто написано. Даже и топорно внешне, но опыт такой излагается, который ценнее всякой формы. Существует нижняя граница способности человека выражать свои мысли, создавать связный текст – это да. Должен вам сказать, многие люди, у которых выходили очень красивые книги, не поднимаются выше этого нижнего порога.

– Что значит «очень красивые книги»?

– Есть два типа книг, сразу вызывающих подозрения. Когда указано, что она издана при поддержке губернатора или вроде этого. Под обложкой там, как правило, что-то странное: какой-нибудь безумный философ излагает свои идеи строения космоса... Такие книги изданы роскошно, но топорно. Есть такой региональный стиль: золотой обрез, голубая обложка с серебряными буквами. А есть... Берешь в руки и думаешь: у меня такой не было и не будет, приятно подержать, но внутри нее тоже может быть всё что угодно, в том числе и безумный философ.

Политизированная словесность

– Кажется, всё, что отмечено «Большой книгой» до сих пор, носит отпечаток, а вы сказали, респектабельности. Где же трансгрессивная проза?

– А есть ли она сколько-нибудь существенная в России? Попытки, конечно, есть. Но если как на духу говорить, довольно убогие. Если честно, я литературного хулиганства, радикализма особо и не вижу. Они у нас настолько быстро превращаются в истеблишмент, что мы даже не успеваем ухватить момент, когда это еще андеграунд. Другое дело – какие-то пограничные в жанровом отношении вещи... Я, например, жалею, что у нас не попал в свое время в финал Александр Секацкий со своей странной философской прозой. Ощущения, что мы задвинули кого-то из радикалов,

у меня не возникает. Я и ситуаций таких не припомню.

А что случилось, если бы они были? Все ждут от премий того, что они дать не могут. Любое жюри – усредняющий механизм. То, что плохо укладывается в понятия его членов о мейнстриме (скажем, то, что литература невозможна без обценной лексики), остается за бортом. А когда в жюри входит сто человек, таких барьеров очень много, так это работает. Склонность к мейнстриму задана самой физикой процесса. С другой стороны, если появляется что-то яркое, что пробивает всех насквозь, иногда, может быть, даже с элементом поповости, это может и сработать. Но я что-то такого не припомню.

– Премия сильно влияет на продажи? Скажем, «Лавру» Водолазкина или «Зимней дороге» Юзефовича «Большая книга» прибавила читателей? Может быть, и попавшие в «короткий список» сильно прибавляют, благодаря всего лишь своему участию в писательском соревновании...

– На судьбу «Лавра» Водолазкина «Большая книга», думаю, в этом плане оказала большое влияние. Юзефовича уже знали как писателя, но, думаю, тоже премия способствовала продажам. У меня нет статистики по тиражам, но видно даже по раскладке в магазинах.

Кстати, значение премии в книжной торговле сильно выросло примерно за 15 лет. Когда я получил «Русского Букера», ничего не происходило. Потом в магазинах стали «горочки» появляться. Сначала с книгами из «коротких» списков. А сегодня уже то, что автор попал в «длинный список», на обложке указывают. Какие-то приращения тиражей благодаря той же «Большой книге», конечно, есть. И в ряде случаев они существенные.

– В своем интервью вы как-то сказали, что современная русская литература мало кого в мире, кроме нас, сегодня интересует...

– Честно говоря, кое-что помнялось, по-моему, в худшую сторону. Скажем, Захар Прилепин своей политической деятельностью последних лет, наоборот, оттолкнул от себя западных издателей. Прежде-то вокруг него крутились европейские литагенты. А больше

я что-то и не слышал про какие-то новые прорывы на этом направлении. Более-менее в поле внимания остается очень немного имен. Улицкая. Вот Водолазкин, кажется, вызывает любопытство.

– После украинских событий иногда создается впечатление, что инженеры человеческих душ только и делают, что ругаются с оппонентами, агитируют...

– Я бы, кстати, не сказал, что это так уж сильно пока что проявляется в текстах. Хотя с Украины на «Большую книгу» присылают какие-то романы о героическом противостоянии крымчан оккупантам (причем как русским, так и украинским – кому что ближе; про Донбасс, кстати, не было вроде бы в этом году). Но они слабые, никуда не годятся. Чтобы это проявилось на более-менее высоком уровне осмысления, нужно время. Хотя, как показывает опыт 1990-х, возможно, этого и вообще не произойдет. Здесь есть какая-то травма, которая пока, скажем так, не переводится в другое, в творчество. Пока то, что появляется, – это либо графоманско-истерические сочинения, либо напрямую заточенные под идеологическую задачу, как последняя книжка Прилепина «Взвод. Офицеры и ополченцы русской литературы». Слава богу, не выдвигалась она на премию и нам не придется думать, что с ней делать.

– Прилепин, Поляков, Пелевин немало написали о 1990-х. Неужели совсем уж не осмыслены «лихие»?

– Я бы отметил роман «Слой» тюменского писателя Виктора Строгальщикова, бывший в числе финалистов в 2007 году... Страна полностью переформатировалась. Как оборотень в полнолуние. И про всё это – почти ничего. Разве что написано много жанровых вещей довольно низкого пошиба. Детективный жанр у нас какой-то новый появился...

Литературная мафия

– Юрий Поляков считает, что «Большая книга» необъективна...

– Поляков постоянно манифестирует существование какой-то великой современной русской литературы, которую гнобит столичная мафия. Может быть, мафия и есть, я не уверен, но вот этой великой «поляковской» литературы не существует





На Большую книгу приседают какие-то романсы о героическом противостоянии кривичам оккупантам (присели как русским, так и украинским — кому что ближе, про Донбасс, кстати, не было бро и ты в этом году). Но они слабые, никому не годятся



точно. Есть только миф о каком-то спрятанном под горшком «светильнике», который злодеи не позволяют открыть миру. Как и всякий подобный миф, он позволяет ловкому человеку обеспечивать себе разнообразные выгоды.

— Хочу вас как первого заместителя главного редактора «Нового мира» спросить о том, дает ли какую-то прибыль продажа номеров этого «толстого» журнала в интернете?

— Она даже поддержку сайта не всегда окупает.

— Сколько сегодня у «Нового мира» подписчиков?

— Около двух тысяч.

— Государство помогает?

— Оно не дает нам просто денег в руки, чтобы мы безмятежно и бездельно себе жили. Мы каждый год пишем заявку на грант, на определенную тему, на точно определенное число журнальных страниц. Вот с этими страницами нам помогает государство. Во всем остальном выкручиваемся сами. Кстати, я знал человека, который в период перестройки выпустил тонкую книжку с тремя рассказами Набокова, а на полученную прибыль купил в центре Москвы трехкомнатную квартиру. А люди в «толстых» журналах, печатавших в тот же период миллионными тиражами примерно то же самое, просто получали свою зарплату...

— Роль «толстяков», говорят, совсем уже не та, что была во времена СССР...

— В отличие, скажем, от 1980-х (в те годы интерес к текущей литературе перегорел) теперь они, конечно, не являются какими-то законодателями в литературном мире. Хотя и в наше время, если вы встречаете литератора, который говорит, что в «Новом мире» или «Знамени» сидит мафия, скорее всего, он просто относил туда свои тексты и они там не приглянулись.

— А зачем вообще сегодня нужны «толстые» журналы? Ведь есть публикующие всех сайты!

— Хотя «толстые» журналы теперь живут плохо, я полагаю, они нужны. Они создают пространство.

Поверьте, если они исчезнут, на их месте ничего не появится. Что-то перехватят ресурсы вроде Argamas, но где людям публиковать всё, что меньше романа? У интернет-свободы, как и у всего, две стороны. Вы можете размещать свои произведения на специальных сайтах, но они будут там никому не нужны, кроме компании графоманов. Любой может сегодня, заплатив, издать свою книгу в электронной системе самиздата. Но что вы будете с этим тиражом делать?

— Известно, что в советское время редакторы «толстых» журналов с авторами работали, как-то направляли начинающих, а не просто печатали принятый текст...

— Даже не представляете, как работали! Когда я пришел в «Новый мир», видел рукопись одного весьма известного сочинения эпохи перестройки, в которой не оставалось ни одного предложения, написанного автором — весьма известным писателем.

— Я как раз о нужности «толстяков». Сейчас они ведь, по идее, тоже поддерживают талантливую молодежь.

— Талантливую молодежь мы, конечно, поддерживаем, но вряд ли кто-нибудь сегодня станет заниматься такой глубокой переработкой их текстов. Да и тогда... Только тех, кто попадал в обойму, тянули. Во времена СССР напечататься в «Новом мире» было делом непростым и редакторы журнала считали себя, в некотором роде, вершителями судеб.

— Начинающему Солженицыну, как известно, «Один день» изрядно доработали.

— Тогда такое отношение было еще и на идеологию завязано: следили, чтобы всё правильно было сказано, чтобы не возникло какой-то двусмысленной интонации, даже такая радикальная вещь, как повесть Солженицына, всё же в конце концов должна была пройти цензуру. Разумеется, в «Новом мире» и сегодня редакторы выполняют свои функции, готовят тексты к публикации. Не боятся сказать, если необходимо: «Ты, дружок, написал ахинею». ■

★★★★★ GRAND HOTEL TRIESTE & VICTORIA

Via Pietro d'Abano 1 — Abano Terme — www.hoteltriestevictoria.it

GRAND HOTEL TRIESTE & VICTORIA — исторический пятизвездочный отель с давними традициями, идеальный выбор для тех, кто хочет провести незабываемый СПА-отдых в Италии. Здание отеля возвышается над променадом Абано Терме,

одного из самых крупных термальных курортов Европы, расположенного недалеко от сказочной Венеции. Отель расположен в пешеходной зоне курорта Абано Терме, знаменитой своими магазинами и кафе, где любят встречаться местные жители

и туристы. Номера и люксы расположены в трех зданиях отеля и различаются категорией и характеристиками, благодаря чему каждый сможет подобрать для себя максимально комфортную, практически домашнюю обстановку.



Живописный сад окружает историческое здание отеля и уютный романтический бар Secret Bar. Здесь можно расслабиться в приятной компании за аперитивом Italian Style. В парке отеля площадью 25 000 кв.м располагаются четыре термальных бассейна. Бассейны работают круглогодично благодаря возможности регулировать температуру воды независимо от времени года. Важным моментом термального отдыха является погружение в термальную воду, насыщенную солями и минералами брома и йода. Эта вода не имеет себе равных благодаря противовоспалительным свойствам, способным вернуть здоровье и хорошее самочувствие.



Велнес-центр с просторными кабинетами для массажей и ритуалов по уходу за лицом и телом, с изысканными спа-сьютами, где освещение, цвета и атмосфера продуманы до мелочей, чтобы сделать процедуру грязелечения с биотермальной глиной незабываемой, — предмет особой гордости отеля. 3640 кв.м СПА-центра White Spa, открытие которого состоялось в 2016 году, полностью отданы здоровью и красоте. Белый цвет, абсолютная чистота, безупречность процедур — это воплощение концепции chic & cool, где атмосфера и спа-пространства идеально сочетаются с эксклюзивными и неповторимыми ритуалами... Процедура «5 чувств» станет идеальным приветственным ритуалом в White Spa. Познай себя. Наполнись чистотой. Дай выход энергии своей природной красоты.



В отеле также есть бассейн Crystal, где проводятся расслабляющие процедуры или физиотерапия в термальной воде. Погружение в тепло термальной воды еще никогда не было таким приятным. Атмосфера гармонии, которая царит в этом специально созданном для здоровья души и тела пространстве, делает еще более эффективными результаты упражнений, выполняемых под руководством терапевтов. Crystal Pool — идеальное место для романтической паузы или празднования важных для вас событий.



Отдых в термальном отеле Trieste & Victoria в Абано Терме — незабываемое удовольствие, начинающееся с момента Вашего появления здесь и продолжающееся на протяжении всего пребывания у нас.

RE- YOURSELF — антистресс-программа. Полюбите себя, сделав свою жизнь счастливее. Позаботьтесь о себе и восстановите душевное равновесие и хорошее самочувствие. Позвольте себе роскошь посвятить время своим мечтам и отправиться в незабываемое путешествие, наполненное изысканными ароматами и магией мгновений. Освободите голову от тяжелых мыслей, тело от усталости, кожу от токсинов. Воспарите над своим телом и восстановите гармонию разума, а вместе с ним и духа. Это увлекательное путешествие состоит из трех этапов, которые позволят испытать приятные эмоции и новые ощущения, тем самым пробуя себя.

«на правах рекламы»



СВОБОДА ЭМОЦИЙ

6 процедур для тела с Биоактивной глиной: Antiage или Detox эффект.

Чувственный опыт

С использованием ручных методик процедур.

1 Ритуал на выбор: Винотерапия, Belle Époque или Шоколадный ритуал для лица и тела (110 минут).

1 Ритуал Jasmine Experience (80 минут) или Hot-Stone Therapy (80 минут).

5 De-stress falls (25 минут), 5 гидромассажей (25 минут).

клеточная регенерация

1 Ритуал 5-Senses.

3 Процедуры: Антистресс для лица (50 минут), Процедура вокруг глаз (25 минут) или Антистресс-массаж (50 минут).

1 премиум-процедура: Luxury Silver Face или Luxury Thermal Shine.

Расслабляющий травяной чай 3 раза в день.

Все процедуры назначаются индивидуально по результатам вступительной медицинской консультации (услуги переводчика включены).

€1760
проживание не менее 7 ночей
(стоимость проживания не включена)

Телефон для бронирования РВЛ: +7 495 9359010.



КЛУБНЫЕ РЕЗИДЕНЦИИ КРЕСТОВСКИЙ

DE LUXE



ОТРАЖАЯ МЕЧТЫ О ПЕТЕРБУРГЕ

Клубные резиденции «Крестовский de luxe» расположились в одном из самых живописных и привилегированных уголков Петербурга – на Крестовском острове. В этой части города с давних пор строили свои резиденции аристократы, развивались элитные виды спорта – яхтинг и теннис, решались судьбы страны. Здесь классические представления об элитном образе жизни нашли своё воплощение в современных технологиях и материалах.



• www.krestovskiy.spb.ru • (812) 606-00-00